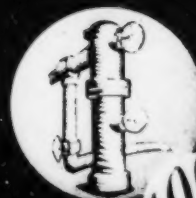
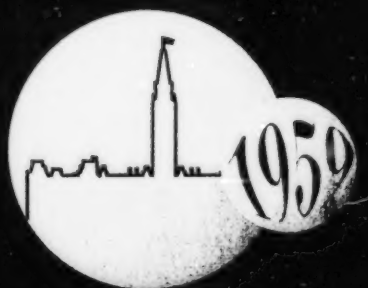


Office national
de l'énergie



National Energy
Board



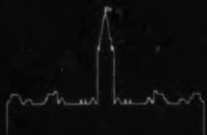
1999 Rapport annuel

La page couverture du Rapport annuel de 1999 souligne le 40^e anniversaire de la création de l'Office national de l'énergie. Depuis son établissement, en 1959, et pendant quatre décennies de changement dans le secteur de l'énergie au Canada, au cours desquelles le siège de l'ONÉ a déménagé d'Ottawa à Calgary, l'Office a su rendre des décisions qui profitent concrètement à la population canadienne.

Tout au long de son histoire, l'Office national de l'énergie a joué beaucoup de rôles. Au début, il se faisait le promoteur de l'énergie canadienne sur de nouveaux marchés. Ensuite, il a joué un rôle essentiel à titre d'organisme fédéral normatif dans le secteur de l'énergie. Aujourd'hui, l'Office travaille en partenariat avec l'industrie énergétique et les consommateurs pour faire la transition vers une démarche qui privilégie la négociation plutôt que le recours à un tribunal.

L'Office est associé à plusieurs points tournants de l'évolution de l'industrie énergétique canadienne, dont la première audience sur les droits exigibles par une société pipelinère en 1971, l'approbation du pipeline du Nord en 1977, la publication de lignes directrices sur les règlements négociés relatifs aux droits en 1988 et la mise en valeur d'un nouveau bassin d'approvisionnement sur la côte Est en 1997. Ces faits marquants nous rappellent comment l'Office a su relever les défis par le passé et nous offrent des modèles à suivre pour en faire autant durant le nouveau millénaire.

Conception de la couverture : Donna Dunn



Le 17 mars 2000

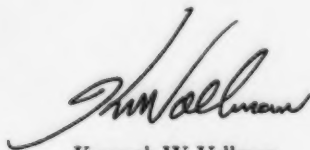
L'honorable Ralph Goodale, C.P., député
Ministre des Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 21^e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le Rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 1999, conformément aux dispositions de l'article 133 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, S.R.C. 1985, ch. N-7.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

Le président,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Kenneth W. Vollman', written in a cursive style.

Kenneth W. Vollman

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2000 représenté par l'Office national de l'énergie

No de cat. NE1-1999F
ISBN 0-662-84523-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

Office national de l'énergie
Bureau des publications
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Internet: <http://www.neb.gc.ca>

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2000 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-1999E
ISBN 0-662-28750-9

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Internet: <http://www.neb.gc.ca>

Printed in Canada



Cette publication est imprimée sur du papier contenant des rebuts recyclés.

Table des matières

Lettre du président	1
Faits saillants dans le domaine de la réglementation	2
Aperçu de la situation énergetique	7
Sécurité et environnement	22
Services d'information publique	31
Activités de l'organisation	34
Suppléments	
<i>Le mandat de l'Office</i>	<i>35</i>
<i>Le plan stratégique de l'Office</i>	<i>39</i>
<i>Documents</i>	<i>41</i>
<i>Instances</i>	<i>43</i>
<i>Compagnies relevant de la compétence de l'Office</i>	<i>49</i>
<i>Coopération avec d'autres organismes</i>	<i>51</i>
<i>Liste des annexes</i>	<i>54</i>
<i>Table de conversion au système métrique</i>	<i>56</i>
Structure de l'ONÉ	57

Raison d'être, vision et buts

La **raison d'être** de l'ONÉ est de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique dans l'intérêt du public canadien, tout en respectant les droits individuels et en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, et de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

La **Vision** de l'Office consiste à être un chef de file respecté dans la réglementation des questions économiques, environnementales et de sécurité.

Dans son plan stratégique, l'Office s'est donné **quatre buts généraux** afin de relever les défis auxquels il est confronté dans un marché de

l'énergie dynamique et un contexte de réglementation en évolution constante. Il s'agit des suivants :

- Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.
- Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.
- Les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficacité économique.
- L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.

Lettre du président



L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) a célébré son 40^e anniversaire en 1999. Au cours d'une réception commémorative tenue en novembre, l'Office a souligné les contributions de ses anciens présidents, membres et employés.

Cependant, bien que l'année ait été marquée par un hommage au passé, elle fut surtout une période de renouveau et de préparation pour l'avenir.

La charge de travail liée aux audiences a chuté considérablement, passant du rythme frénétique de 139 et 121 jours d'audience en 1997 et 1998, respectivement, à 31 jours. Ce répit a donné à l'Office l'occasion de s'occuper de divers projets d'élaboration de règlements, qu'il avait dû remettre au cours des exercices précédents.

En 1999, l'Office a rendu environ 1 100 décisions écrites, dont seulement 23 découlaient d'audiences orales. Les autres décisions résultaient d'instances par voie de mémoires. En vue d'améliorer le processus d'examen des demandes courantes, l'Office a lancé des projets de mesure et de réduction des délais de traitement. L'Office délivre ordinairement les ordonnances d'exportation de gaz dans les 48 heures et il a réussi à ramener à environ 36 jours le délai de traitement des permis relatifs à l'électricité. L'Office ne cesse de chercher des moyens d'améliorer ses processus afin d'assurer un examen plus efficace et efficient des demandes portant sur des projets de faible envergure.

Bien que le volume des audiences ait chuté l'an dernier, les longues audiences tenues au cours des deux exercices précédents se sont traduites en 1999 par un calendrier très chargé de projets de construction pipelinère. Il s'ensuit que l'Office a dû accroître sensiblement sa présence sur le terrain pour assurer l'inspection des chantiers de construction et vérifier si les compagnies se conforment aux exigences environnementales et de sécurité. C'est ainsi que le personnel de l'Office a mené des inspections sur 80 chantiers de construction, ce qui représente une hausse de 35 % par rapport à 1998.

En 1999, l'Office a fait paraître trois importantes études du marché de l'énergie, dont une vaste analyse prospective, intitulée *L'énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*, qui s'impose désormais comme ouvrage de référence sur tout ce qui concerne les enjeux et les tendances du secteur de

l'énergie au Canada. Les études du marché de l'énergie sont indispensables pour permettre à l'Office de comprendre les rouages du marché énergétique nord-américain.

L'Office a diffusé le nouveau *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* et les notes d'orientation complémentaires. Le Règlement marque un virage vers une démarche davantage axée sur les buts pour la réglementation des questions relatives à l'environnement et à la sécurité. Cette démarche consiste à énoncer les buts visés par les règlements tout en laissant une certaine latitude aux compagnies pour élaborer et éprouver les procédures nécessaires pour atteindre les buts prescrits. L'Office a élaboré une nouvelle politique environnementale et pris des mesures pour améliorer les communications avec ses intervenants.

L'année fut également marquée par d'importants changements dans la composition de l'Office. Deux membres de l'Office, M^{me} Anita Côté-Verhaaf et D^r Diana Valiela, ont démissionné en mars et en mai, respectivement. En juillet, M^{me} Judith A. Snider a été nommée vice-présidente de l'Office et M^{me} Elizabeth Quarshie, M^{me} Deborah Emes et D^r Carmen Dybwad ont été nommées membres de l'Office pour la première fois. Dans sa charge de vice-présidente, M^{me} Snider pourra mettre à profit une expérience considérable du droit du secteur de l'énergie et de la réglementation, qu'elle a acquise tant à l'ONÉ qu'au sein de l'industrie. Pour leur part, M^{me} Quarshie, M^{me} Emes et D^r Dybwad enrichiront l'ONÉ de leur vaste bagage d'expérience dans les domaines de l'environnement et de l'économie. Les talents de ces trois nouveaux membres aideront l'Office à relever les défis qui se présenteront en ce nouveau millénaire.

La 40^e année d'existence de l'ONÉ fut véritablement une période de renouveau. Et je suis convaincu que, grâce aux initiatives prises durant l'année, l'ONÉ sera bien positionné pour prendre des décisions qui profitent au Canada et à la population canadienne.

Kenneth W. Vollman



Faits saillants dans le domaine de la réglementation

Le paysage réglementaire

Les développements dans le secteur énergétique en 1999 ont mis en évidence le fait que les responsabilités de l'ONÉ ont une portée vraiment nationale. Maritimes & Northeast Pipeline Management (M&NP) a achevé la construction de son réseau en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, ce qui a permis la livraison de gaz naturel à ces provinces de l'Atlantique. L'essor du marché du gaz naturel dans les Maritimes se produit beaucoup plus rapidement qu'il n'était prévu au moment où M&NP a lancé son projet.

Parallèlement aux projets de mise en valeur sur la côte Est, les activités d'exploration et de production se sont intensifiées dans le Nord. L'Ouest canadien ayant connu de faibles prix du gaz naturel pendant une décennie, l'agrandissement des réseaux de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et de Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) avait permis de réaligner les prix du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) sur ceux qui avaient cours ailleurs sur le marché du gaz nord-américain, entraînant ainsi une forte hausse des prix à la tête du puits. La remontée des prix avait été le signal pour les compagnies productrices d'accroître l'approvisionnement en gaz. Toutefois, après une décennie de croissance rapide (1987-1997), la production du BSOC s'avère incapable de suivre l'évolution rapide de la demande. C'est pourquoi l'industrie a étendu ses travaux d'exploration et de production jusqu'aux régions au nord du 60e parallèle, dans la partie méridionale du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

Outre l'extension des activités dans le Nord, l'industrie examine sérieusement la possibilité de construire un gros pipeline pour relier les champs de gaz situés dans les régions les plus au nord, notamment dans le delta du Mackenzie ou sur le versant Nord de l'Alaska, ou les deux, au réseau de transport du gaz en place sur le continent.

Au moment même où le gaz naturel commençait à circuler partout au pays, des changements fondamentaux se produisaient sur les marchés traditionnels. La construction du réseau d'Alliance Pipeline Ltd. (Alliance), qui acheminera le gaz naturel du nord-est de la Colombie-Britannique et de l'Alberta jusqu'à la région de Chicago, avance comme prévu. De plus, l'Office a approuvé la construction du projet de Vector, qui fournira un nouveau lien entre le réseau de gazoducs à Chicago et le sud de l'Ontario. Une fois mise en service, la liaison Alliance-Vector livrera pour la première fois une concurrence directe au réseau de TransCanada pour le transport de gaz naturel de l'Ouest du Canada jusqu'au Centre. Alliance fera aussi concurrence à Foothills,

pour l'acheminement du gaz naturel jusqu'aux marchés du Midwest américain.

La concurrence naissante dans l'industrie du transport du gaz soulève de nouveaux défis, autant pour TransCanada que pour l'ONÉ. En 1999, un cer-

tain nombre d'expéditeurs n'ont pas voulu renouveler leurs contrats de transport à long terme avec TransCanada, et la compagnie n'a pas réussi à passer des contrats pour absorber toute la capacité libérée. Le non-renouvellement des contrats s'est traduit par une hausse des droits exigés pour le transport, laquelle hausse a déjà été transmise aux acheteurs de gaz naturel dans la région du Centre. Il est clair que l'évolution du marché et des réalités commerciales de l'industrie pourrait obliger l'Office à adopter une démarche de réglementation plus souple.

Les attentes de la population canadienne changent également. Les propriétaires fonciers veulent que l'Office les aide à résoudre leurs différends avec les compagnies pipelinaires. Beaucoup de Canadiens prennent part au processus d'examen des nouveaux projets pipeliniers, montrant un intérêt accru pour les questions relatives à l'environnement et à la sécurité que soulèvent ces projets. Le désir croissant



du public d'intervenir directement dans la réglementation des pipelines met l'Office au défi d'assurer le respect des droits individuels lorsqu'il rend des décisions dans l'intérêt public.

En bref, la croissance de l'industrie du gaz, la construction continue de pipelines et les attentes accrues des Canadiens concernant la protection de l'intérêt public, sous toutes ses facettes, obligent l'Office à suivre de près les intérêts des intervenants touchés partout au Canada. L'Office intensifie les efforts pour amener les intervenants à participer à ses processus, afin de mieux comprendre les points de vue de toutes les parties éventuellement touchées par ses décisions.

La région du Nord

L'activité gazière et pétrolière s'intensifie dans le Nord canadien. À la suite de découvertes fructueuses de gaz dans la région de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest, Shiha Energy Transmission Ltd. (qui appartient à Paramount Resources Ltd. et Berkley Petroleum Corp.) a demandé à l'Office d'autoriser la construction d'un pipeline pouvant transporter 3 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour. Le gaz serait acheminé d'une installation située près de Fort Liard jusqu'à l'usine à gaz Maxhamish, puis transporté jusqu'au réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast).

Aux termes de la *Loi fédérale sur hydrocarbures*, l'Office a la responsabilité d'approuver les découvertes de pétrole et de gaz naturel faites sur les terres domaniales, c'est-à-dire les terres situées au nord du 60^e parallèle et les régions extracôtières non assujetties à des accords. En 1999, l'Office a reçu des demandes à l'égard de trois découvertes. Dans les régions plus au nord, l'Office a constaté un regain d'intérêt de la part de l'industrie pour la mise en valeur des ressources en gaz naturel de Prudhoe Bay, de l'Alaska et de la région du delta du Mackenzie. Cela pourrait se traduire par une demande d'approbation d'installations pipelinières, pour de telles installations qui soient requises au Canada.

L'Ouest canadien

En mars 1999, l'Office a entendu et agréé une requête de BC Gas Utility Ltd. (BC Gas) en vue de l'établissement d'un nouveau point de réception sur le réseau de Westcoast à Kingsvale, dans le sud de la

Colombie-Britannique. BC Gas s'est adressée à l'Office après que Westcoast lui a refusé l'accès à son réseau pour le transport de volumes qui seraient acheminés grâce à l'éventuel projet Southern Crossing de BC Gas. Dans sa décision, l'Office a ordonné à Westcoast d'établir un nouveau point de réception et de recevoir, transporter et livrer les volumes de gaz livrés à Kingsvale jusqu'à la zone de livraison Huntingdon, près de la frontière canado-américaine. L'Office a aussi établi que le droit qu'il convenait d'appliquer pour le service garanti de Kingsvale à Huntingdon était le droit de zone 4, applicable de la station n° 2 de Westcoast, dans le nord de la Colombie-Britannique, jusqu'à Huntingdon.

L'Office s'est aussi penché sur la question de l'accès des expéditeurs de liquides de gaz naturel (LGN) au réseau de transport pipelinier canadien. En 1997, l'Office a ordonné à Enbridge Pipeline Inc. (Enbridge), qui s'appelait alors Pipeline Interprovincial Inc., de déposer une méthodologie de conception des droits pour des installations qui garantiraient aux expéditeurs de LGN le libre accès à son pipeline. En mars 1999, Enbridge a déposé une demande pour faire approuver une méthodologie de conception des droits où les droits applicables aux installations de stockage et d'injection seraient calculés à part. Sous réserve des dispositions de l'entente sous-jacente, Amoco Canada petroleum Company Ltd. et Shell Canada Limitée vendraient les installations susmentionnées à Enbridge et appuieraient financièrement le projet pendant une période de 15 ans.

En octobre 1999, l'Office a tenu une conférence technique pour donner aux parties la possibilité de discuter des questions relatives au transport de LGN sur le pipeline d'Enbridge. À l'issue de la conférence, l'Office a ordonné à Enbridge de faire un appel de soumissions à l'égard de sa proposition. Enbridge a lancé l'appel de soumissions le 14 décembre 1999 et doit en communiquer les résultats au début de 2000.

Alliance a demandé à l'Office d'approuver le tracé détaillé de la portion canadienne de son gazoduc. Tel que l'exige la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ), Alliance a signifié des avis aux propriétaires des terrains qu'elle se proposait d'acquérir et a fait paraître des avis dans les publications desservant les régions dans lesquelles se trouvaient les terrains en question.

Parmi les 3 300 propriétaires fonciers touchés par le projet d'Alliance, 48 ont saisi l'Office de déclarations écrites d'opposition au tracé détaillé. De celles-ci, 15 oppositions ont été examinées au cours d'audiences publiques qui se sont déroulées à Regina, en Saskatchewan, ainsi qu'à Edmonton et Grande Prairie, en Alberta, entre avril et juin 1999. Un opposant s'est désisté peu avant l'audience. L'Office a réservé sa décision dans un autre cas, en attendant le dépôt de renseignements complémentaires, mais Alliance a finalement modifié le tracé du pipeline de façon à éviter la parcelle de terrain visée. Quant aux 13 autres cas d'opposition, l'Office a rejeté dans trois cas le tracé détaillé proposé par Alliance et l'a approuvé dans les dix autres cas. La construction du gazoduc d'Alliance a débuté en janvier 1999 et devrait être terminée à la fin de 2000.

Vers la fin de 1999, Souris Valley Pipeline Limited (Souris Valley) a achevé la construction du premier productoduc approuvé par l'Office. Souris Valley prévoit le mettre en exploitation à l'automne 2000. Le pipeline est destiné à transporter du dioxyde de carbone du Dakota du Nord jusqu'au champ de pétrole Weyburn, près de Goodwater (Saskatchewan), ce qui permettra de prolonger la vie du champ de quelque 25 ans, selon les estimations.

Le Centre du Canada

Le 31 mars 1999, l'Office a approuvé une demande de Vector Pipeline Limited Partnership (Vector) en vue de construire et d'exploiter un gazoduc dans le sud-ouest de l'Ontario. Vector s'inscrit dans un nouveau projet de pipeline international qui doit assurer le transport de gaz naturel du carrefour situé à Joliet, près de Chicago (Illinois), au carrefour Dawn (Ontario). Le projet comportera en tout quelque 552 kilomètres de canalisation.

Au Canada, Vector prévoit construire et exploiter un tronçon d'environ 24 kilomètres du pipeline, qui s'étendrait d'un point sur la frontière internationale sous la rivière St. Clair, près de Sarnia (Ontario), jusqu'à Dawn. Au départ, le gazoduc pourra transporter 28,3 millions de mètres cubes de gaz par jour. Le coût de la portion canadienne du projet est de l'ordre de 35,4 millions de dollars. Vector a fixé octobre 2000 comme date de mise en service et propose d'entamer les travaux de construction en février 2000.

St. Clair Pipelines (1996) Ltd. (St. Clair) et TransCanada ont déposé des demandes en vue de construire un nouveau gazoduc pour relier le carrefour Dawn aux marchés du nord-est des États-Unis. Le gazoduc Millennium West que propose St. Clair s'étendrait sur 74 kilomètres de Sarnia (Ontario) jusqu'à la rive du lac Érié, près de Patrick Point (Ontario). À cet endroit, le gazoduc Millennium West se raccorderait au pipeline de franchissement du lac Érié proposé par TransCanada, lequel s'étendrait sur une distance de 97 kilomètres sous les eaux du lac Érié. Les deux projets sont désignés collectivement le projet de gazoduc Canadian Millennium (Millennium), lequel doit se raccorder aux installations américaines projetées de Millennium Pipeline Company, L.P. à la frontière canado-américaine, sous les eaux du lac Érié. Les installations du projet Millennium pourraient transporter au départ 19,83 millions de mètres cubes de gaz par jour.

Pour coordonner l'évaluation environnementale exigée aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) et de la Loi sur l'ONÉ, et dans le souci d'éviter les chevauchements inutiles dans les démarches de réglementation, l'audience sera menée par une Commission d'examen conjoint (Commission) établie en vertu d'une entente intervenue le 15 novembre 1999 entre l'ONÉ et le ministre de l'Environnement. La Commission agira à titre de commission d'examen conjoint pour faire les recommandations opportunes aux termes de la LCÉE, et à titre de comité d'audience, en vertu de la Loi sur l'ONÉ, pour entendre toutes les questions soulevées par les demandes.

L'Est du Canada

On a achevé la construction du premier gazoduc marin important à être approuvé aux termes de la Loi sur l'ONÉ, lequel relie les installations extracôtières de production, situées près de l'île de Sable, à la nouvelle usine de traitement construite près de Goldboro (Nouvelle-Écosse). De cet endroit, le réseau pipelinier de M&NP transportera le gaz naturel jusqu'aux marchés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, et des États de la Nouvelle-Angleterre. La canalisation a été mise en service en décembre 1999. Toujours en 1999, M&NP a terminé la construction d'une canalisation latérale destinée à transporter le gaz naturel de Goldboro à l'île du Cap-Breton.



En outre, l'Office a entendu et approuvé deux demandes de la part de M&NP en vue de la construction de deux canalisations latérales qui desserviraient les marchés de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick. Le latéral Halifax s'étendrait d'un point sur la canalisation principale de M&NP, près de Stellarton (Nouvelle-Écosse), jusqu'à la région d'Halifax. Le latéral Saint John relierait la Ville de Saint John et la région de Lake Utopia à la canalisation principale de M&NP au Nouveau-Brunswick. Au début de 2000, l'Office pourrait avoir à tenir des audiences concernant le tracé détaillé de ces latéraux. La compagnie compte achever la construction des latéraux d'ici novembre 2000.

Ententes prévoyant des droits incitatifs

Ces dernières années, l'Office s'est orienté vers une approche de réglementation assouplie en ce qui concerne les droits et a encouragé les compagnies à négocier des règlements avec leurs expéditeurs. C'est ainsi que depuis 1995, un certain nombre de compagnies ont négocié avec succès des règlements pluriannuels sur les droits, dont certains comprennent des incitatifs. En 1999, certains de ces règlements sont venus à échéance et doivent être renouvelés.

Le premier règlement pluriannuel avec droits incitatifs conclu par Enbridge a expiré le 31 décembre 1999. En mai 1999, Enbridge a avisé l'Office qu'elle avait signé un protocole d'entente avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) en vue de proroger de cinq ans la période de validité du règlement incitatif en vigueur. Étant donné que les négociations touchant la nouvelle entente se poursuivaient encore au moment de l'expiration de l'entente, l'Office a autorisé Enbridge à appliquer les droits en vigueur à titre de droits provisoires à partir du 1^{er} janvier 2000.

Enbridge prévoit déposer la version définitive d'un règlement avec droits incitatifs portant de 2000 à 2004 au cours du premier trimestre de 2000. En 1999, le personnel de l'Office a terminé le travail sur place lié à une vérification d'Enbridge au titre de la réglementation financière, pour les années

1994 à 1998. Le rapport des vérificateurs est censé être diffusé au début de 2000.

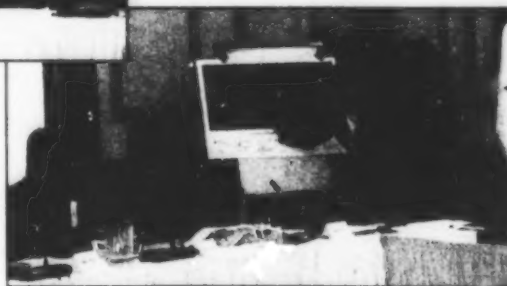
Depuis quatre ans, TransCanada applique son Règlement incitatif sur le recouvrement des coûts et le partage des recettes, entente qu'elle a négociée avec ses expéditeurs et d'autres parties intéressées, pour établir ses besoins en recettes aux fins de la fixation des droits. En 1999, elle a tenté, sans succès, de renégocier ou de proroger l'entente, et celle-ci a pris fin le 31 décembre 1999. Le 17 décembre 1999, TransCanada a déposé une demande relative aux droits pour l'année 2000. À la fin de l'année, elle négociait avec ses expéditeurs et d'autres parties intéressées un nouveau cadre de service et de tarification qui s'appliquerait à compter de 2001.

Le 29 octobre 1999, TransCanada a déposé une demande en vue de modifier certaines des modalités régissant la prestation des services de transport interruptible et de transport garanti à court terme. L'Office a décidé de tenir une audience orale pour examiner la demande, laquelle devait débiter le 18 janvier 2000.

Analyse du marché de l'énergie

L'ONÉ surveille constamment l'offre, la demande et les marchés énergétiques et publie ses conclusions à ce sujet dans divers rapports. En juin 1999, l'Office a produit une analyse des perspectives à long terme du marché qui s'intitule *L'énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*. Ce rapport est le fruit de deux séries de consultations publiques, dont la première portait sur les principales hypothèses devant sous-tendre l'analyse et la seconde, sur les résultats préliminaires. En septembre 1999, l'Office a publié une évaluation du marché de l'énergie intitulée *Prévisions à court terme*

concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 1998 - 2001.



Projets de l'organisation

Pendant la deuxième moitié des années 1990, l'Office a consacré beaucoup de temps et de ressources à l'examen de demandes portant sur de nouvelles installations pipelinières. La baisse du nombre de nouvelles demandes à traiter a permis l'Office de se concentrer plus particulièrement sur des initiatives qui le prépareront à relever les défis auxquels il sera confronté dans le nouveau millénaire. C'est ainsi que l'Office a lancé plusieurs projets internes afin de pouvoir mieux atteindre les buts qu'il s'est fixés. Ces projets étaient centrés sur la clarification des besoins de l'Office, la simplification de ses processus et la collecte d'information.

L'Office a commencé à revoir le processus d'examen des demandes sans audience afin de rehausser l'efficacité de la démarche de réglementation. En particulier, il vise à réduire le délai de traitement interne, à clarifier le processus de demande ainsi qu'à accroître la qualité et l'uniformité des travaux d'analyse, tout en insistant sur la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique. Jusqu'ici, l'Office a lancé un processus de mesure du délai de traitement dans le cas des demandes présentées en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ, il a cerné les préoccupations que suscitent les procédures internes en vigueur et il a formulé des stratégies en vue d'améliorer et de simplifier le traitement de ces demandes. En 1999, le délai de traitement moyen pour toutes les demandes présentées en vertu de l'article 58, ce qui comprend un large éventail de demandes allant de routinières à très complexes, a été de 42 jours. Les moyens de mesure et de suivi seront perfectionnés en 2000.

L'Office a lancé un autre projet qui consistait à analyser ses processus et ses procédures dans le but de garantir et de rehausser constamment le respect des droits individuels. Dans le cadre du projet, l'Office s'est penché sur les moyens qui permettraient d'une part de faciliter la participation des particuliers à ses processus et, d'autre part, de rendre les compagnies davantage responsables des consultations avec les propriétaires fonciers. Pour cerner les préoccupations que sa façon de transiger avec les propriétaires fonciers pourrait éventuelle-

ment susciter, l'Office a comparé ses processus à ceux d'autres instances, comme les administrations provinciales et la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Les points de vue exprimés par les propriétaires fonciers au sujet de ces processus ont également été pris en compte.

En 1999, l'Office a mis à l'essai une nouvelle démarche pour l'évaluation environnementale de nouvelles installations pipelinières aux termes de la LCÉE. Selon cette démarche, le promoteur du projet prépare lui-même l'étude approfondie avant que débute le processus d'audience comme tel. Cette nouvelle démarche a été adoptée dans le cas de l'évaluation du nouveau projet pipelinier du latéral Saint John et elle a permis de réduire considérablement la durée de l'audience étant donné que la plupart des enjeux environnementaux avaient été traités préalablement à l'audience.

L'Office a amorcé l'élaboration d'un programme de gestion environnementale (PGE), qui lui servira de cadre général pour piloter son programme en matière d'environnement ainsi que pour documenter, évaluer et communiquer son rendement dans ce domaine. Comme première étape à l'élaboration du PGE, l'ONÉ a arrêté une politique environnementale afin d'imprimer une direction à ses activités et de donner aux cadres de direction et au personnel de l'ONÉ des buts et des principes de fonctionnement communs. L'ONÉ poursuivra l'élaboration du PGE au cours des trois années à venir en dressant un plan pour l'atteinte des objectifs de sa politique environnementale, étape qui sera suivie de la mise en oeuvre, de la surveillance, de l'évaluation, de la revue et de l'amélioration du PGE.

L'Office a lancé une autre initiative pour acquérir une meilleure compréhension du contexte commercial dans lequel se déroulent les négociations relatives aux droits et de la façon dont il contribue à façonner ce contexte. En plus d'effectuer des travaux de recherche, l'Office a déployé des efforts concertés pour obtenir la participation d'intervenants externes afin de comprendre plus à fond le contexte commercial et l'incidence de ses décisions sur ce dernier.



Aperçu de la situation énergétique



Dans le cadre de ses activités visant à informer le public sur les tendances du marché de l'énergie, l'Office national de l'énergie suit de près les faits nouveaux dans ce secteur de façon continue et il fait rapport à cet égard. L'Office est tenu de rendre compte de la situation relative à l'exportation et à l'importation d'énergie; il prépare des rapports sur les événements récents et sur ses prévisions en ce qui a trait au marché de l'énergie au Canada. Ces rapports, intitulés *Évaluations du marché de l'énergie*, comprennent un rapport périodique sur les perspectives à long terme de la situation énergétique au Canada. La fourniture et l'interprétation d'informations concernant le marché de l'énergie aident l'Office à atteindre son objectif, qui est d'aider les Canadiens à tirer parti de l'efficacité sur le plan économique. Le présent document fournit un sommaire des questions d'offre, de consommation, de production, de prix et de commerce de l'énergie au cours des cinq dernières années, l'accent étant placé sur les données et activités de 1999¹. Pour avoir de plus amples détails concernant cet aperçu et toutes les prévisions à long terme, prière de consulter la publication de l'Office datée de juin 1999 et intitulée *L'Énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*.

La croissance de la production énergétique au Canada en 1999 a été freinée par un ralentissement de la production de pétrole brut. La consommation énergétique globale a augmenté, mais des températures plus chaudes que la normale ont occasionné une diminution de la demande d'énergie pour le

chauffage par rapport à 1998, annulant en partie l'augmentation des besoins en énergie du secteur des transports et d'autres secteurs. Les recettes tirées de l'exportation nette d'énergie (exportations moins importations) ont augmenté de 21 % pour passer à 19,3 milliards de dollars en 1999, le gaz naturel et le pétrole étant aux premiers rangs.

Au cours de 1999, le prix du pétrole a subi des hausses spectaculaires par rapport aux bas niveaux enregistrés pendant la plus grande partie de 1998 et au début de 1999. Le prix du brut de référence West Texas Intermediate (WTI) s'est situé en moyenne à 19,25 \$US le baril, soit une hausse de 35 % par rapport à 1998. Le prix du gaz naturel nord-américain a également subi une hausse comparative à 1998. Le prix demandé par les producteurs canadiens a augmenté beaucoup plus que celui des fournisseurs américains en raison du resserrement des réserves de gaz et de l'effet d'une capacité pipelinière accrue dans l'Ouest canadien. Le prix du gaz canadien est demeuré inférieur à celui des producteurs américains à cause des coûts de transport plus élevés vers les grands marchés.

Le rétablissement du prix du pétrole est attribuable pour une large part à la discipline observée par les pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), qui ont décidé de réduire leur production. Parallèlement, la production des pays hors de l'OPEP s'est stabilisée, en partie à cause de contraintes opérationnelles, mais aussi en raison de la coopération avec l'OPEP. En ce qui a trait à la demande, la reprise économique en Asie,



¹ Les informations fournies sont tirées des données de 1999, lorsqu'elles sont disponibles. Dans certains cas, (par exemple, en ce qui a trait aux réserves), ce sont les données de 1998 qui sont présentées.



combinée à une forte croissance économique en Amérique du Nord et en Europe, a donné lieu à une croissance continue de la demande de pétrole. Au Canada, la production de pétrole léger classique et de pétrole lourd classique a diminué de 9 %, en partie à cause d'une réduction naturelle mais aussi en raison des répercussions des prix faibles enregistrés en 1998 et au début de 1999. Outre la diminution de la production de bitume *in situ*, les réductions de la production de pétrole ont plus que neutralisé une production accrue provenant d'Hibernia et de projets d'exploitation des sables bitumineux.

Comme on peut le constater d'après le nombre de puits forés et les ventes de droits d'exploration, les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières ont augmenté en 1999. Cependant, on observe un virage prononcé des producteurs de l'Ouest canadien vers le forage axé sur le gaz, et dans les faits, le nombre de puits pétroliers forés a diminué. Cette tendance reflète une demande accrue de gaz liée au prolongement de pipelines, à la hausse du prix du gaz et à l'impact du faible prix du pétrole en 1998 sur les dépenses de l'industrie en 1999. L'intérêt suscité par les régions pionnières du Canada s'est avivé, comme le montrent les engagements pris en regard de travaux sur la côte Est et dans la région du delta du Mackenzie.

La production de gaz naturel a augmenté d'environ 2 % par rapport aux niveaux de 1998 à la suite d'une croissance des exportations et d'une demande relativement stable au pays. Bien que les données ne soient pas encore disponibles, l'Office ne pense pas que les additions aux réserves de gaz naturel aient remplacé totalement la production en 1999.

Les exportations d'électricité du Canada ont augmenté par rapport à 1998, mais elles étaient bien en deçà des niveaux records enregistrés de 1994 à 1997. Les importations étaient très faibles comparativement aux exportations. Il a fallu continuer d'importer de l'électricité pour répondre à la hausse des besoins au pays résultant en partie de la fermeture temporaire de certaines centrales nucléaires en Ontario.

Dans les annexes qui accompagnent le *Rapport annuel* se trouvent des statistiques détaillées sur l'approvisionnement en pétrole brut, en gaz naturel et en électricité ainsi que leur utilisation, les activités de l'industrie, les certificats relatifs aux installations, les ordonnances et les licences pour

l'exportation, ainsi que des données financières sur les pipelines (voir la liste des annexes dans le supplément VII).

L'énergie et l'économie canadienne

Le Canada est doté d'abondantes réserves de ressources énergétiques, et le secteur énergétique, qui puise davantage dans cette grande richesse, est devenu un moteur important de l'économie canadienne. En 1999, l'industrie de l'énergie représentait environ 6 % du produit intérieur brut (PIB) et 8 % des exportations totales de produits, et elle employait quelque 281 000 Canadiens dans ses opérations d'aval et d'amont.

Depuis 1995, la production d'énergie au Canada s'est accrue d'environ 6 %. La production de pétrole a augmenté par 9 % et la production de gaz naturel a connu une hausse de 11 %. Quant à la production d'énergie nucléaire, elle a chuté de 24 %. En 1999, la production de gaz naturel et de pétrole représentait 72 % de la production totale d'énergie au Canada (tableau 1). L'augmentation des niveaux de production du pétrole et du gaz naturel a été stimulée par une croissance soutenue de l'économie nord-américaine, le prolongement de pipelines, la hausse du prix du gaz naturel, les progrès technologiques et une concurrence accrue sur les marchés de l'énergie.

La consommation d'énergie au Canada est élevée comparativement à celle des autres pays développés. D'après les données de l'Agence internationale de l'énergie, notre consommation d'énergie par habitant est à peu près la même que celle des

Tableau 1
Production d'énergie par source
d'énergie au Canada

(pétajoules)

	1995	1996	1997	1998	1999 ^{a)}
pétrole	5 026	5 039	5 446	5 634	5 480
gaz naturel	5 648	5 852	5 953	6 135	6 242
hydroélectricité	1 198	1 268	1 250	1 183	1 212
énergie nucléaire	1 067	1 012	900	780	815
charbon	1 801	1 832	1 897	1 801	1 834
ressources renouvelables					
Autres	554	552	555	569	592
Totale	15 294	15 535	16 001	16 102	16 175

a) Estimations

Américains, mais plus élevée de 80 % à 180 % que celle des autres pays du G-7. Cette forte consommation d'énergie au Canada est due à la rigueur du climat, à l'économie axée sur les ressources qui est très énergivore et aux grandes distances séparant les agglomérations. Entre 1995 et 1999, la demande d'énergie au pays a augmenté d'environ 2 %. Les besoins liés au chauffage des bâtiments (18 %) et au transport (21 %) ont représenté en moyenne quelque 39 % de la consommation énergétique totale (tableau 2).

De 1995 à 1999, le Canada a enregistré un excédent commercial constant et substantiel dans le secteur de l'énergie. Les recettes nettes ont atteint en moyenne 18 milliards de dollars environ par année (figure 1). En 1999, le totale des gains bruts liés à l'exportation de gaz naturel, de pétrole, d'électricité et de charbon s'élevait à environ 29,8 milliards de dollars, entraînant des surplus de 19,3 milliards dans le commerce de produits énergétiques.

Les recettes à l'exportation du pétrole ont augmenté pour se chiffrer à environ 14,9 milliards de dollars en 1999, soit un peu moins que le sommet de 17,9 milliards atteint en 1997. Les dépenses au titre des importations de produits pétroliers se sont situées à près de 9,0 milliards de dollars, laissant le Canada avec un excédent commercial de 5,8 mil-

liards de dollars, soit une hausse par rapport aux 4,4 milliards de dollars enregistrés en 1998. Les recettes générées par les exportations de gaz naturel n'ont cessé d'augmenter depuis 1995, atteignant 10,9 milliards de dollars en 1999. Comme les importations sont négligeables, le gaz naturel a contribué pour 10,8 milliards de dollars à l'excédent commercial dans le secteur de l'énergie en 1999.

Pétrole brut et liquides de gaz naturel

Marchés internationaux

La chute des prix mondiaux du pétrole survenue en 1998 s'est poursuivie jusqu'au premier trimestre de 1999, alors que les prix ont atteint un niveau plancher de 11 \$US le baril (WTI) le 16 février. Puis les prix ont commencé à monter après la rencontre des pays membres de l'OPEP en mars à La

Tableau 2
Consommation d'énergie par utilisation ultime au Canada
(pétajoules)

	1995	1996	1997	1998	1999 ^{a)}
Chauffage des bâtiments	1 900	1 985	1 973	1 869	1 870
Transports	2 065	2 125	2 183	2 244	2 304
Autres utilisations ^{b)}	3 371	3 479	3 493	3 428	3 462
Utilisation à des fins non énergétiques ^{c)}	759	800	833	777	787
Production d'électricité ^{d)}	2 220	2 189	2 142	2 129	2 102
Totale	10 315	10 578	10 624	10 447	10 525

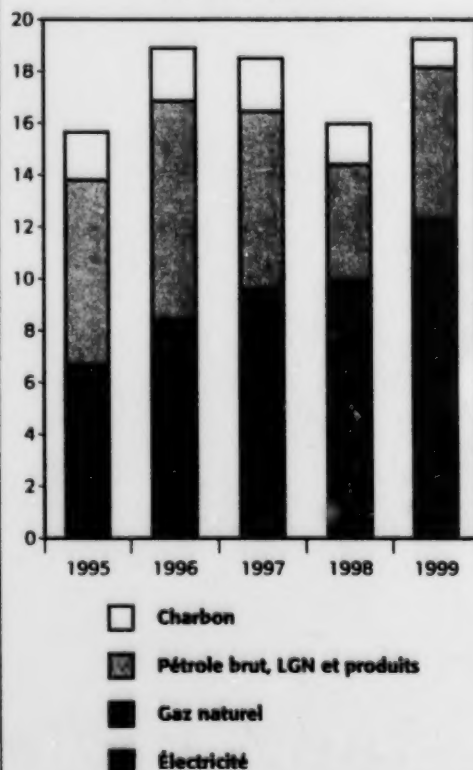
a) Estimations

b) Comprend l'énergie utilisée pour la climatisation et la ventilation ainsi que diverses utilisations dans le secteur industriel.

c) Comprend l'énergie utilisée pour les charges d'alimentation pétrochimiques, l'asphalte, les lubrifiants et autres.

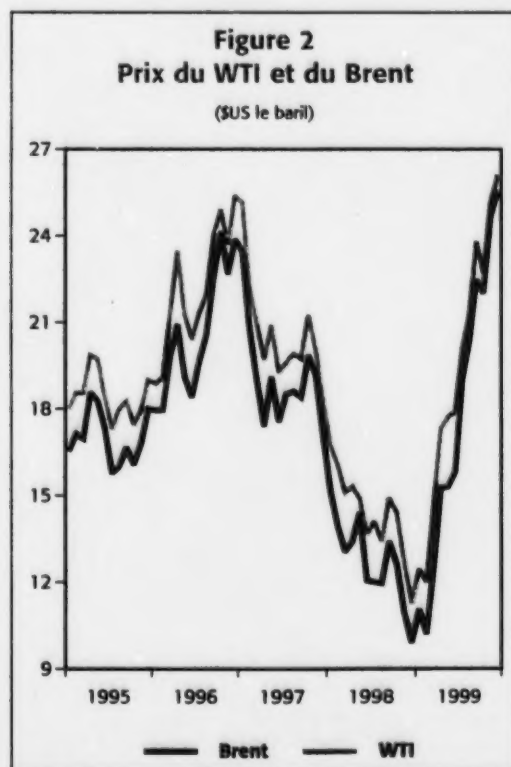
d) Comprend la consommation et les pertes des producteurs ainsi que les besoins au titre de la conversion de l'énergie nucléaire.

Figure 1
Recettes tirées de l'exportation des produits énergétiques
(en milliards de dollars)



Haye; à cette occasion, les participants ont convenu de réduire les objectifs de production de 2,1 millions de barils par jour jusqu'en mars 2000. Cette entente, qui venait s'ajouter à celle intervenue en juillet 1998 entre les pays de l'OPEP en vue de la réduction de 2,6 millions de barils par jour, prévoyait également la participation de pays hors de l'OPEP, notamment le Mexique, la Norvège et l'Oman. À la fin de 1999, la proportion de pays participants qui se sont conformés au mot d'ordre dépassait les 90 %.

La reprise économique des pays de l'Asie en 1999 a été en grande partie responsable de l'augmentation de la demande de pétrole brut au cours du deuxième semestre de l'année, et la demande a dépassé la production de pétrole brut (figure 2). À la fin de l'année, les réserves de pétrole brut étaient à leur niveau le plus bas depuis une décennie. Ces événements ont stimulé la hausse des prix du pétrole. À la mi-septembre, le prix du WTI à Cushing en Oklahoma avait grimpé à 24 \$US le baril, et à la fin de l'année, il se situait à 26 \$US le baril. De même, le prix du brut Brent (R.-U.) avait atteint 22 \$US le baril à la mi-septembre, et 25 \$US en fin d'année.



Production et remplacement des réserves

La production canadienne de pétrole brut et d'équivalents, dont les prévisions sont établies jusqu'à la fin de l'année, s'est chiffrée en moyenne à quelque 332 400 mètres cubes (2,1 millions de barils) par jour en 1999, ce qui représente une diminution de plus de 4 % par rapport à 1998. Ce déclin reflète le ralentissement de la production de bitume *in situ* et de pétrole léger classique ainsi que de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien (tableau 3). La baisse des prix du pétrole pendant le premier trimestre de 1999 s'est soldée par une réduction des travaux de forage et de reconditionnement des puits pendant toute l'année. Ces réductions ont plus qu'éclipsé la production accrue d'Hibernia et dans le cadre de projets d'exploitation des sables bitumineux. Globalement, il s'agit du premier recul annuel dans la production canadienne depuis 1991, et de la plus forte diminution en volume depuis 1981.

Dans l'Est du Canada, la production à Hibernia, au large de Terre-Neuve, a ajouté 15 840 mètres cubes (99 800 barils) par jour de pétrole brut léger classique aux réserves canadiennes, une augmentation de plus de 50 % par rapport à 1998. Les champs pétrolifères de Cohasset-Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse, ont cessé leur production le

Tableau 3
Production canadienne de pétrole brut et de liquides de gaz naturel

(en milliers de mètres cubes par jour)

	1995	1996	1997	1998	1999 ^{a)}
léger classique (est)	4,3	3,7	2,7	13,6	17,5
léger classique (ouest)	140,8	136,3	132,4	126,9	112,8
synthétique	44,5	44,1	45,5	48,2	52,0
pentanes plus	25,0	26,4	27,3	27,5	27,0
Totale - pétrole léger	214,6	210,5	207,9	216,2	209,3
lourd classique	73,4	82,2	89,6	86,5	81,2
bitume <i>in situ</i>	23,7	26,1	37,6	45,1	41,9
Totale lourd	97,1	108,3	127,2	131,6	123,1
Totale - pétrole brut et équivalents	311,7	318,8	335,1	347,8	332,4
liquides et gaz naturel	86,3	91,2	93,5	94,3	97,6

a) Estimations

16 décembre 1999, et les promoteurs du projet ont demandé l'abandon de ces sites. La production à partir de ces champs se situait en moyenne à un millier de mètres cubes (6 300 barils) par jour en 1999. Initialement, on s'attendait qu'ils produiraient environ 5,5 millions de mètres cubes (34,7 millions de barils), mais avec des forages supplémentaires et l'application de nouvelles technologies, ces champs ont produit près de sept millions de mètres cubes (44,1 millions de barils) de pétrole léger peu sulfuré.

Dans l'Ouest canadien, les réserves de pétrole brut et d'équivalents ont diminué de près de 6 % en 1999. Pour le pétrole brut léger classique, la baisse dépasse les 11 %, tandis que les réserves de pétrole

brut lourd classique et de bitume *in situ* ont diminué de 6 % et de 7 % respectivement. Ces réductions ont été compensées en partie par les niveaux records d'exploitation des sables bitumineux atteints par les installations minières intégrées de Syncrude Canada Ltd. et de Suncor Energy Inc., avec une production globale moyenne de 52 000 mètres cubes (327 800 barils) par jour, en hausse de près de 8 %.

L'estimation de l'Office national de l'énergie concernant les réserves restantes de pétrole brut classique et de bitume brut à la fin de l'année 1998 (la dernière année pour laquelle des données sont disponibles) est de 7 505 millions de mètres cubes (47,2 milliards de barils), ce qui représente cinq fois le volume des réserves restantes de 1997 (tableau 4). Cette augmentation traduit la révision de la méthode utilisée par l'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) pour établir ses estimations des réserves de bitume exploitable à ciel ouvert. Par le passé, l'AEUB ne tenait compte que des réserves exploitables en surface qui se trouvent dans des secteurs en exploitation active, tandis que maintenant, il reconnaît tous les secteurs qui pourraient être exploités à ciel ouvert. On s'attend à un changement similaire pour les réserves *in situ* dans un proche avenir. Un certain nombre de projets pour le bitume *in situ* ont démarré en 1998, et les réserves en question sont maintenant comptabilisées dans le rapport sur les réserves. Pour les projets en cours de réalisation, les réserves restantes des produits de sables bitumineux étaient estimées à 769 millions de mètres cubes (4,5 milliards de barils) à la fin de l'année 1998, représentant une augmentation de 25 % par rapport à 1997.

Les réserves de pétrole classique au Canada ont diminué de 2 % en 1998 pour s'établir à 650 millions de mètres cubes (4,1 milliards de barils) (tableau 5). Les réserves de l'Alberta et de la

Tableau 4
Réserves établies de pétrole,
31 décembre 1998

(en millions de mètres cubes)

Pétrole brut classique	initiales	restantes
Colombie-Britannique ^(a)	116.3	26.2
Alberta ^(b)	2 490.1	315.2
Saskatchewan ^(c)	716.7	190.1
Manitoba ^(d)	37.4	4.2
Ontario ^(e)	14.1	2.0
T.N.-O. et Yukon :		
Îles Arctiques et région extra		
cotière de l'est de l'Arctique ^(f)	0.5	0.0
Partie continentale des		
Territoires - Norman Wells	38.0	9.8
Nouvelle-Écosse ^(g) -		
Cohasset et Panuke	7.1	0.4
Terre-Neuve ^(h) - Hibernia	106.0	102.0
Totale	3 526.2	649.9
Bitume brut		
Sables bitumineux - Brut valorisé ⁽ⁱ⁾	570.0	450.0
Sables bitumineux - Bitume ^{(j), (k)}	6 730.0	6 405.0
Totale	7 300.0	6 855.0
Totale - pétrole classique		
et bitume	10 826.2	7 504.9

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

b) Base de données commune de l'Alberta Energy and Utilities Board et de l'ONÉ

c) Estimation provinciale au 31 décembre 1997, mise à jour par l'ONÉ qu 31 décembre 1998

d) Organismes provinciaux et Offices des hydrocarbures extractifs

e) Association canadienne des producteurs pétroliers

f) Cessation d'exploitation du champ Bent Horn en 1996

g) Reflète des changements faits par les provinces; selon le format antérieur, les chiffres correspondraient à 644 et 319, respectivement.

Note: Les totaux ne correspondent pas toujours à la somme des chiffres à cause de l'arrondissement.

Tableau 5
Réserves, additions et production
de pétrole classique - 1994 à 1998^(a)

(en millions de mètres cubes)

	1994	1995	1996	1997	1998	Totale
additions	47	90	56	86	68	347
production	78	80	81	81	83	403
Totale - réserves						
restantes	657	667	643	666	650	

a) Ne comprends pas les additions aux réserves et la production d'Hibernia

Nouvelle-Écosse ont accusé une baisse, tandis que celles de la Colombie-Britannique ont légèrement augmenté. Dans les autres provinces, les réserves sont restées à peu près les mêmes qu'à la fin de 1997.

En 1998, le taux d'activité de l'industrie dans les provinces de l'Ouest était sensiblement le même que la moyenne au cours de la dernière décennie. Le forage de développement, qui vise une production à partir des gisements existants, représentait 86 % de l'activité de forage, comparativement au forage exploratoire, axé sur la découverte de nouvelles réserves. Mais par rapport aux années antérieures, ces activités étaient moins orientées vers le forage pétrolier, l'accent étant mis davantage sur le gaz. Cette situation s'est soldée par une réduction globale des réserves restantes de pétrole étant donné que les additions n'ont pas remplacé la production de pétrole brut classique.

Bien que les réserves établies restantes diminuent chaque année à cause de la production, les nouvelles découvertes, les expansions aux gisements existants et la révision des estimations des réserves dans les gisements existants représentent des additions aux réserves établies. Entre 1994 et 1998, de façon cumulative, les additions aux réserves établies de pétrole léger classique et de brut lourd classique ont remplacé la production dans une proportion de 86 %. Pour la troisième fois en cinq ans, les additions de 1998 n'ont pas remplacé complètement la production de pétrole brut classique. Cette situation est attribuable principalement à la diminution de l'activité de forage, en particulier dans les champs de pétrole lourd de la Saskatchewan et de l'Alberta. En revanche, les deux années au cours desquelles les additions ont été supérieures à la production ont coïncidé avec une activité accrue.

Activité de l'industrie

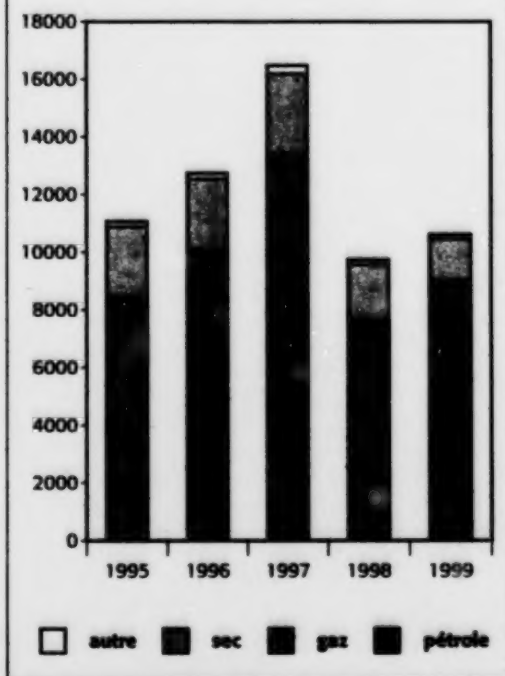
Au totale, 10 608 puits ont été forés au Canada en 1999, une augmentation de 9 % par rapport à 1998 (figure 3). Seulement 2 734 puits de pétrole ont été complétés, soit une diminution de 13 %. L'activité de forage de l'industrie a été axée davantage sur le gaz au détriment du pétrole en raison d'une demande accrue de gaz liée à l'augmentation de la capacité pipelinère, et aussi à cause du prix faible du pétrole au cours du premier trimestre de 1999, qui a été un facteur dissuasif relativement au forage pétrolier. Le forage horizontal des puits a accusé une baisse de 21 % par rapport à l'année précé-

dente. En 1999, la profondeur moyenne des puits a diminué d'environ 150 mètres, s'établissant à 1 090 mètres par puits, et le taux de succès global des activités de forage s'est accru en raison de la plus forte concentration des forages gaziers à faible profondeur. On prévoit que le ralentissement des forages pétroliers débouchera sur d'autres réductions des réserves restantes en 1999.

En 1999, la superficie visée par les ventes de baux et de licences a totalisé 4,1 millions d'hectares dans l'Ouest canadien, soit une hausse de 0,1 million d'hectares par rapport à 1998. Les recettes tirées de la vente de terres ont augmenté de 8 % pour atteindre 816 millions de dollars comparativement à 754 millions de dollars l'année précédente (figure 4). Les soumissions pour des projets dans les régions pionnières au large de la Nouvelle-Écosse, de Terre-Neuve et du delta du Mackenzie ont atteint près de 1 milliard de dollars, soit plus que le totale des engagements reçus pendant toutes les autres années de la décennie.

Par rapport à 1998, l'activité géophysique déployée en 1999 au Canada a démarré lentement au cours des sept premiers mois, mais elle s'est accélérée

Figure 3
Nombre de puits forés



pendant le reste de l'année. Le nombre moyen de membres d'équipes actives pour l'année était de 31, en baisse de 18 % par rapport à 1998, et le plus faible depuis 1992.

Exportations de pétrole brut

Les exportations totales de pétrole brut, y compris les pentanes plus et le pétrole synthétique, sont estimées à 195 500 mètres cubes (1,2 million de barils) par jour, soit une diminution de 1 % par rapport à 1998. Le totale pour 1999 comprenait environ 90 500 mètres cubes (570 150 barils) par jour de pétrole brut léger et d'équivalents, et approximativement 105 000 mètres cubes (661 500 barils) par jour de pétrole brut lourd mélangé.

La valeur estimative des exportations de pétrole brut était de 11,1 milliards de dollars, comparativement à 6,9 milliards en 1998. Bien que le volume des exportations ait accusé une baisse, les recettes ont augmenté en raison des prix élevés du pétrole brut pendant la deuxième moitié de l'année. Le prix estimatif à l'exportation du pétrole brut léger et du

pétrole brut lourd se situait en moyenne à 168,80 \$ et à 142,40 \$ par mètre cube (soit 26,80 \$ et 22,60 \$ le baril) respectivement, par rapport à 120,00 \$ et à 85,60 \$ par mètre cube (19,05 \$ et 13,60 \$ le baril) (figure 5).

Le Midwest américain est demeuré le marché le plus important du Canada, suivi des États du Montana et de Washington (figure 6). Des volumes moindres ont été expédiés de la côte Est canadienne à la côte Est américaine, à des États américains en bordure du golfe du Mexique ainsi qu'à Rotterdam, Pays-Bas. Les principaux acheteurs de pétrole brut léger d'exportation en 1999 ont été, dans l'ordre, Mobil Oil Corporation, Marathon Ashland Petroleum LLC, Sun Refining and Marketing Company, Koch Refining Company, et Tosco, N.W. Co. En ce qui a trait aux exportations de pétrole brut lourd, les acheteurs les plus importants ont été Koch, BP Amoco, Mobil, PDV Midwest Refining et Conoco, Inc.

Importations de pétrole brut

Les importations de pétrole brut ont atteint 135 700 mètres cubes (854 300 barils) par jour, représentant près de 50 % des besoins totaux en

Figure 4
Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest canadien
(en millions de dollars)

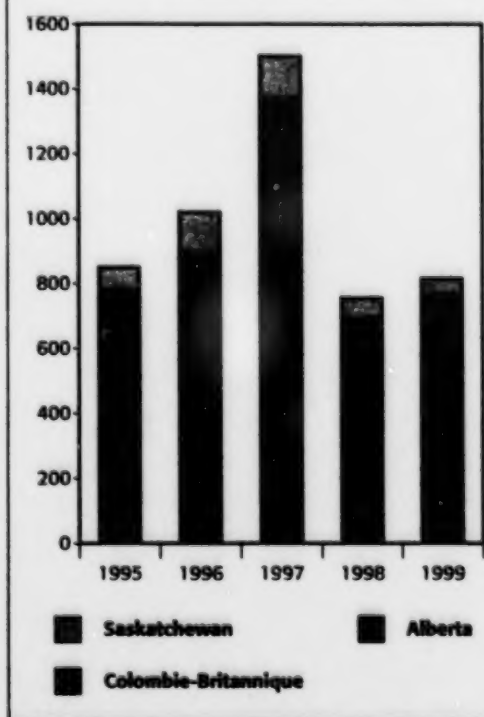


Figure 5
Prix à l'exportation du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd
\$/mètre cube

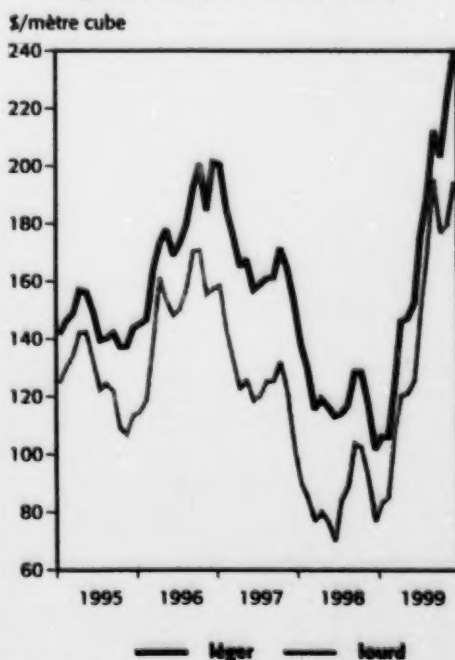
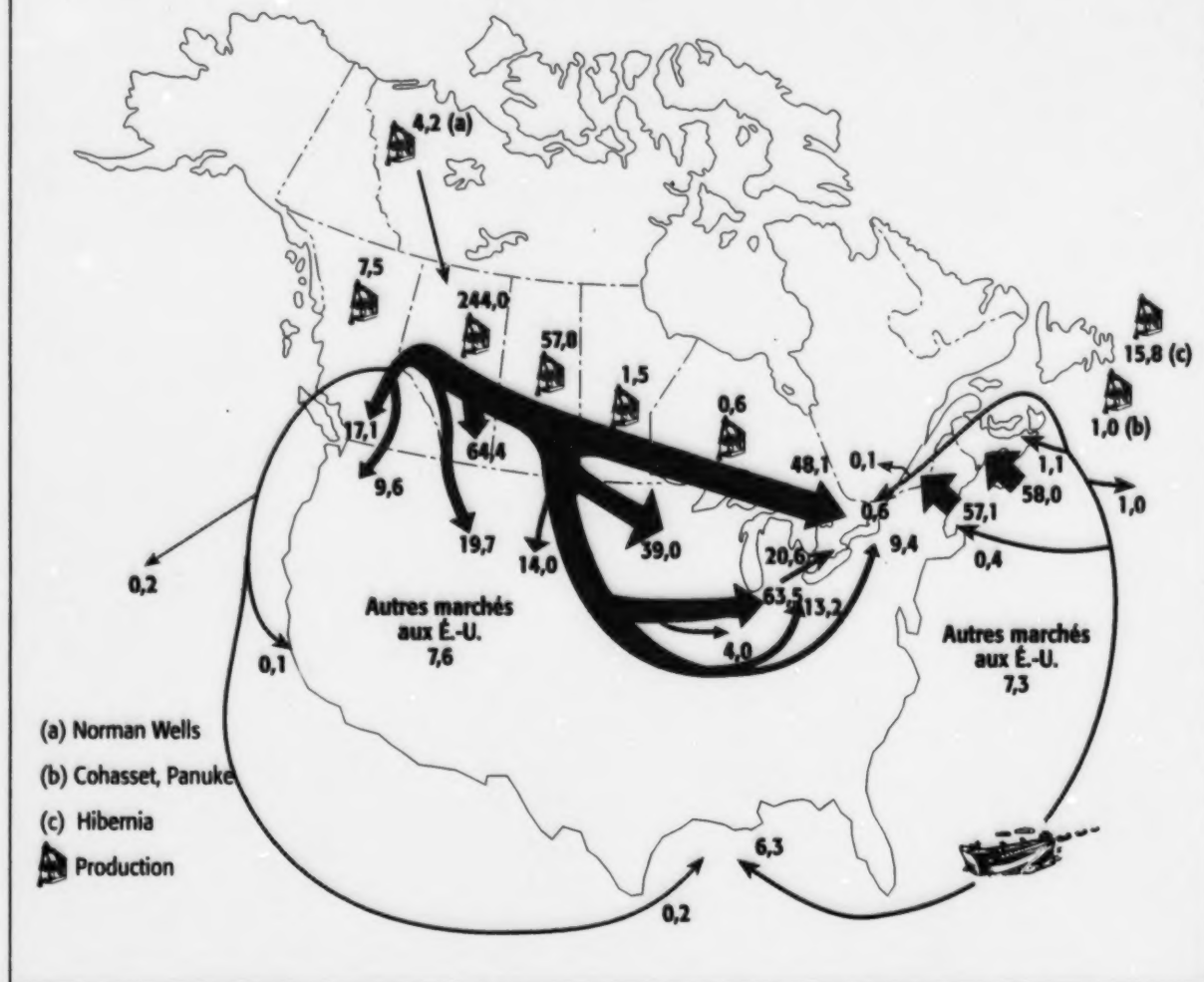


Figure 6
Offre et utilisation de pétrole et d'équivalents en 1999

(en milliers de mètres cubes par jour)



charges d'alimentation des raffineries au Canada, comparativement à 47 % en 1998. La région de l'Atlantique et le Québec ont importé la plus grande partie du pétrole brut nécessaire pour répondre à leurs besoins. Les raffineurs de l'Ontario ont reçu de l'étranger environ 26 % des charges d'alimentation dont ils avaient besoin, comparativement à 23 % en 1998. Cette hausse reflète l'inversion de la canalisation n° 9 d'Enbridge à partir de Montréal vers Sarnia. Les autres régions n'ont pas importé de pétrole brut en 1999.

Le pétrole brut de la mer du Nord a représenté 43 % des importations totales, contre 42 % en 1998. Le pétrole brut provenant des pays membres de l'OPEP a représenté 40 % des importations, une hausse comparativement aux 38 % de 1998. Les importations d'autres sources ont compté pour 17 % des importations totales, une baisse par rapport à 1998, où elles atteignaient 20 %.

Raffinage du pétrole

En 1999, la demande de produits pétroliers au Canada s'est établie en moyenne à 247 100 mètres cubes (1,6 million de barils) par jour, une diminu-

tion de 2 % par rapport à l'année précédente. La production des raffineries a augmenté légèrement, passant à 302 100 mètres cubes (1,9 million de barils) par jour. Les arrivages de pétrole brut canadien aux raffineries ont atteint en moyenne 134 800 mètres cubes (0,9 million de barils) par jour, en baisse de 3 % par rapport à 1998.

Exportations et importations des principaux produits pétroliers

En 1999, les exportations des principaux produits pétroliers et de pétrole partiellement traité ont augmenté de 9 % pour atteindre 40 800 mètres cubes (257 000 barils) par jour. Cette situation traduit une hausse des expéditions d'essence automobile, de carburacteur et de distillats moyens. Les recettes estimatives, y compris pour le pétrole partiellement traité, ont été de 2,1 milliards de dollars, une hausse comparativement à 1,6 milliard de dollars en 1998. Ce chiffre exclut les recettes générées aux termes d'ententes sur le traitement du pétrole brut, pour lesquelles les prix ne sont pas connus. Cette augmentation des recettes s'explique par la hausse des prix.

Les importations des principaux produits pétroliers ont atteint en moyenne 16 800 mètres cubes (105 800 barils) par jour, une légère baisse par rapport à 1998. Les importations de distillats moyens ont augmenté, contrairement à celles d'essence, de carburacteur et de pétrole brut lourd, qui ont accusé une baisse. Cependant, les importations de mazout lourd ont représenté 52 % du totale des importations de produits pétroliers principaux.

Les États-Unis sont demeurés le plus gros acheteur de produits pétroliers canadiens, absorbant presque 95 % de la totalité des exportations. La côte Est des États-Unis a constitué le plus gros marché, suivie du Midwest. Des exportations ont été faites également en Extrême-Orient et en Europe. Les plus grands exportateurs des principaux produits pétroliers ont été, dans l'ordre, Irving Oil Limited, North Atlantic Refining Company, Compagnie pétrolière impériale Limitée, Ultramar Canada Inc. et Produits Shell Canada Limitée.

Capacité des oléoducs

Le réseau d'Enbridge Pipelines Ltd. a fonctionné à pleine capacité tout au long de 1999, sauf en juin, en juillet et en août, mois au cours desquels les volumes impartis aux expéditeurs ont diminué de 4 %, 11 % et 5 % respectivement. Ces diminutions

découlaient de la fermeture de canalisations, du contournement de certains postes rendu nécessaire à cause du raccordement de canalisations, ainsi que de la mise en service de tronçons de pipelines dans le cadre du projet d'expansion de Terrace. La canalisation n° 9, qui relie Montréal à Sarnia, a été partiellement inversée de Montréal à Westover en avril, l'inversion étant complète en octobre. Cette canalisation a fonctionné à un peu plus de 52 % de sa capacité en 1999.

Le réseau de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a fonctionné en deçà de sa capacité en 1999. Les données sur le débit du réseau détenu et exploité par Express Pipeline Ltd. ne sont pas accessibles au public.

Liquides de gaz naturel (pentanes plus non compris)

La production de liquides de gaz naturel (LGN) provenant des usines de traitement et des raffineries en 1999 est estimée à 97 600 mètres cubes (614 880 barils) par jour. La production d'éthane a été de 38 000 mètres cubes (239 400 barils) par jour; celle de propane a été de 33 100 mètres cubes (208 530 barils) par jour, et celle de butanes, de 26 500 mètres cubes (166 950 barils) par jour. La production de propane a diminué d'environ 2 % en 1999, tandis que la production de butanes et d'éthane s'est accrue d'environ 1 % et 10 % respectivement.

Les exportations de LGN en 1999 sont estimées à 34 100 mètres cubes (214 830 barils) par jour, en baisse de 9 % comparativement à 1998. Les exportations d'éthane étaient de 2 100 mètres cubes (13 230 barils) par jour, celles de propane, de 25 000 mètres cubes (157 500 barils), et celles de butanes, de 7 100 mètres cubes (44 730 barils) par jour. Les exportations de propane ont augmenté de 1 % par rapport aux niveaux de 1998, tandis que les exportations de butanes et d'éthane ont diminué de 16 % et de 54 % respectivement; ces diminutions sont attribuables à une demande accrue au pays (principalement en produits pétrochimiques) et à la faiblesse des marchés d'exportation.

Le Midwest américain est demeuré le marché le plus important du Canada pour la vente de propane et de butanes, absorbant 65 % du volume totale des exportations. Des volumes moindres ont été livrés aux marchés des côtes Est et Ouest des États-Unis. Les plus grands exportateurs de propane ont été, dans l'ordre, Amoco Canada Limitée, Kinetic Resources (LPG), Compagnie pétrolière impériale



du Canada Limitée, et Gas Supply Resources Inc., tandis que les principaux exportateurs de butanes ont été Amoco, Kinetic, Petro-Canada et Elbow River Resources.

En 1999, la valeur estimative des exportations de LGN a été de 1,5 milliard de dollars contre 1,3 milliard en 1998. Bien que les volumes d'exportation aient diminué en 1999, la hausse des prix a contribué à augmenter les recettes.

Gaz naturel

L'industrie canadienne du gaz naturel a connu une forte croissance en 1999. Les activités des producteurs étaient axées principalement sur le forage de puits de gaz, tandis que le prix du pétrole était à la hausse après les bas niveaux enregistrés en 1998. De plus, le prolongement de pipelines à la fin de 1998 a permis d'atteindre en 1999 des niveaux records au chapitre des exportations. La production de gaz naturel proprement dite a atteint des niveaux sans précédent. L'augmentation de la production a été accompagnée aussi d'une hausse des prix du gaz naturel. Le dernier jour de l'année 1999, l'industrie canadienne du gaz naturel est entrée dans une ère nouvelle avec l'amorce de la production à l'île de Sable.

Production et remplacement des réserves

En 1999, la production canadienne de gaz naturel a totalisé 162,8 milliards de mètres cubes (5,7 billions de pieds cubes (10³pi³)), soit environ 2 % de plus qu'en 1998. L'Alberta a produit 83 % du volume totale, la Colombie-Britannique en a produit 12 %, la Saskatchewan, 4 %, le reste de la production provenant de l'Ontario et des Territoires du Nord-Ouest.

Les activités de forage de puits de gaz ont augmenté de 35 % en 1999, et 6 330 puits ont été complétés. Les puits de gaz ont représenté 60 % de tous les puits forés, comparativement à 48 % en 1998. L'augmentation la plus importante se situe au niveau du forage de développement. On a terminé 4 710 puits de développement pour la production du gaz, comparativement à 3 170 en 1998. Le nombre de puits exploratoires de gaz complétés a augmenté, passant de 1 420 en 1998 à 1 620 en 1999. Les activités de forage gazier ont augmenté de 33 % en Alberta, de 21 % en Colombie-Britannique et de 78 % en Saskatchewan.

L'Office estime qu'à la fin de 1998, il restait 1 651 milliards de mètres cubes (58 10³pi³) de réserves établies de gaz naturel commercialisable. Ce chiffre comprend les réserves au large de la côte Est où la production a commencé à la fin de l'année 1999 (tableau 6). Le volume des réserves établies restantes a fléchi de 3 % par rapport à 1997 étant donné que la production a dépassé les additions aux réserves.

De 1994 à 1998, les additions cumulatives aux réserves de gaz commercialisable n'ont remplacé que 60 % de la production totale, bien qu'en 1998, les additions étaient les deuxièmes en importance pour les dernières années (tableau 7). L'industrie n'a toujours pas remplacé la production, mais l'amélioration du rendement dans le remplacement des

Tableau 6
Estimation des réserves établies de
gaz naturel commercialisable au
31 décembre 1999

(en milliards de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique ^{a)}	574	229
Alberta ^{b)}	3 810	1 240
Saskatchewan ^{c)}	191	76
Ontario ^{d)}	44	13
T.N.-O. et Yukon	18	8
Nouvelle-Écosse - Sable	85	85
Totale	4 722	1 651

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

b) Base de données commune de l'Alberta Energy and Utilities Board et de l'ONÉ

c) Estimation provinciale au 31 décembre 1997, mise à jour apr l'ONÉ au 31 décembre 1998

d) Association canadienne des producteurs pétroliers

Tableau 7
Réserves, additions et production
de gaz naturel - 1994 to 1998^{a)}

(en milliards de mètres cubes)

	1994	1995	1996	1997	1998	Totale
additions	81	166	50	45	119	461
production	142	150	159	160	160	771
Totale -						
réserves						
restantes	1 813	1 829	1 721	1 698	1 651	

a) Ne comprends pas les réserves aux additions et la production de la côte Est.



réserve de gaz est directement attribuable à l'intensification des forages exploratoires. Grâce à de nouvelles découvertes et à un moins grand nombre de révisions à la baisse des estimations concernant les gisements de gaz existants, par rapport aux années précédentes, le remplacement équivaut à 119 milliards de mètres cubes ($4,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$) de gaz naturel, soit 74 % de la production.

Exportations et importations de gaz naturel

En 1999, les exportations canadiennes de gaz ont atteint un total record de 95 milliards de mètres cubes ($3,3 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$), soit une hausse de près de 8 % par rapport à 1998 et de presque 21 % depuis 1995. Cette croissance des exportations découle de l'agrandissement des réseaux de TransCanada et Foothills, qui a permis d'accroître de 31,2 millions de mètres cubes (1,1 milliard de pieds cubes) par jour de la capacité d'exportation supplémentaire qui a été mise en service à la fin de l'année 1998.

En 1999, les ventes à l'exportation se répartissaient comme suit : 40 % au Midwest; 24 % au Nord-Est; 20 % à la Californie; 15 % à la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique, et 1 % à la région des Rocheuses. Comparativement à 1998, les expor-

tations au Midwest et au Nord-Est ont augmenté de 21 % et de 12 % respectivement, mais les exportations à la Californie et à la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique ont diminué respectivement de 10 % et de 8 %. La construction de nouvelles capacités pipelinières pour l'exportation a permis aux producteurs canadiens d'expédier du gaz vers des marchés où les prix sont plus élevés dans le Midwest et le Nord-Est américains, diminuant ainsi les exportations vers la Californie et la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique. En 1999, les exportations vers le Nord-Est des É.-U. ont été supérieures à celles destinées à la Californie (figure 8).

Les exportations de gaz en vertu d'ordonnances à court terme, d'une durée maximale de deux ans, ont continué de progresser, atteignant 69 milliards de mètres cubes ($2,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$) en 1999 contre 62 milliards de mètres cubes ($2,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$) en 1998. Elles ont représenté environ 73 % du volume totale des exportations de gaz. Le reste a été exporté en vertu d'autorisations à long terme qui, dans la majorité

Figure 7
Exportations canadiennes de gaz naturel

(en milliards de mètres cubes)

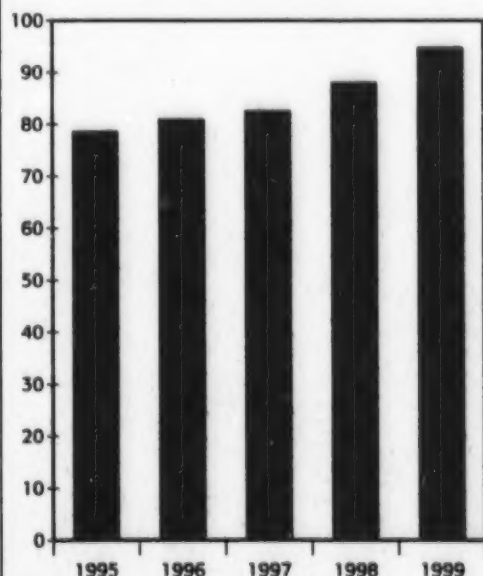
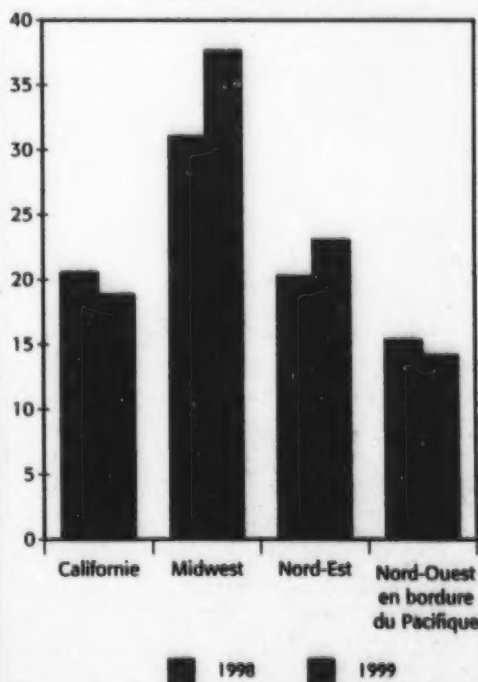


Figure 8
Ventilation régionale des exportations 1998 - 1999

(en milliards de mètres cubes)



des cas, couvrent une période maximale de 10 ans. Les importations de gaz naturel au Canada sont demeurées relativement faibles en 1999, se chiffrant à environ 1,4 milliard de mètres cubes ($0,05 \cdot 10^{12}$ pi³).

Le prix moyen du gaz canadien exporté a augmenté de 17 %, passant de 2,65 \$ le gigajoule en 1998 à 3,09 \$ en 1999, à la frontière internationale.

L'augmentation des volumes exportés et la hausse des prix ont débouché sur une augmentation des recettes tirées de l'exportation de gaz naturel. Les recettes générées par les ventes à l'exportation ont augmenté de 23 %, s'élevant à 10,9 milliards de dollars contre 8,9 milliards de dollars en 1998.

Capacité des gazoducs

Le 31 décembre 1999, la mise en service du pipeline de M&NP a ajouté une capacité canadienne d'exportation de 12,6 millions de mètres cubes (445 millions de pieds cubes) par jour. On prévoit une poursuite de l'exploitation des réserves en l'an 2000, ce qui permettra au réseau de fonctionner presque à pleine capacité. En mars 1999, Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) a ajouté 5,0 millions de mètres cubes (175 millions de pieds cubes) par jour capacité d'exportation. L'agrandissement des réseaux TransCanada et Foothills à la fin de 1998 a permis d'accroître de

31,2 millions de mètres cubes (1,1 milliard de pieds cubes) par jour la capacité d'exportation. En 1999, le facteur de charge moyen sur les pipelines d'exportation de gaz canadien oscillait autour de 90 %.

Électricité

En ce qui a trait à l'industrie de l'électricité, le mandat de l'Office touche à la construction de lignes de transport internationales et à l'exportation de l'électricité. La restructuration majeure en cours dans le secteur canadien de l'électricité représente un défi. L'Office doit être au fait des changements et de leurs répercussions potentielles, tout en continuant de respecter ses obligations réglementaires stipulées par la loi.

L'industrie nord-américaine de l'électricité est au coeur d'une période de changements importants qui devraient aboutir à une concurrence accrue en matière de production d'électricité et de libre accès aux réseaux de transport d'électricité. Aux États-Unis, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a émis en 1996 les ordonnances (*Orders*) 888 et 889, qui établissaient le cadre de restructuration de l'industrie. En décembre 1999, la FERC a émis l'ordonnance 2000, qui demande la création et la mise en oeuvre d'organismes régionaux de transport (*Regional Transmission Organizations - RTO*) d'ici le 15 décembre 2001. Le principal but visé par ces ordonnances est d'accroître la concurrence en accordant plus d'indépendance aux réseaux de transport en regard de l'ensemble du marché. L'ordonnance 2000 définit les caractéristiques et les fonctions des RTO.

L'évolution des marchés canadiens de l'électricité a été stimulée par les initiatives provinciales de restructuration, plus particulièrement celles de l'Alberta et de l'Ontario. En Alberta, les services publics de production d'électricité pourront conserver les biens liés à la production, mais l'électricité produite par les installations sera vendue à des marchands indépendants en vertu d'une série d'accords pour l'achat d'énergie électrique (*Power Purchase Arrangements*), qui seront attribués par voie d'enchère en juin 2000. La transition vers un marché du détail concurrentiel commencera en 2001. En Ontario, après l'adoption en 1998 de la *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*, Ontario Hydro a été divisée en un certain nombre d'entités fonctionnelles indépendantes, notamment Ontario Power Generation Inc. (production) et Ontario Hydro Services Co. (transport, distribution et

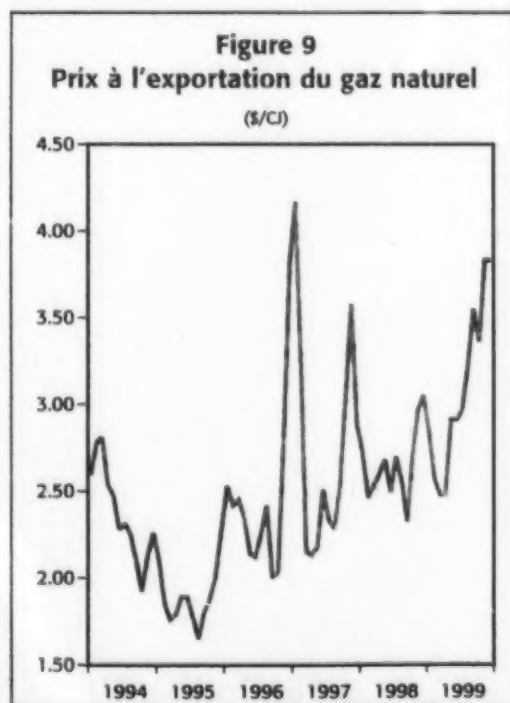
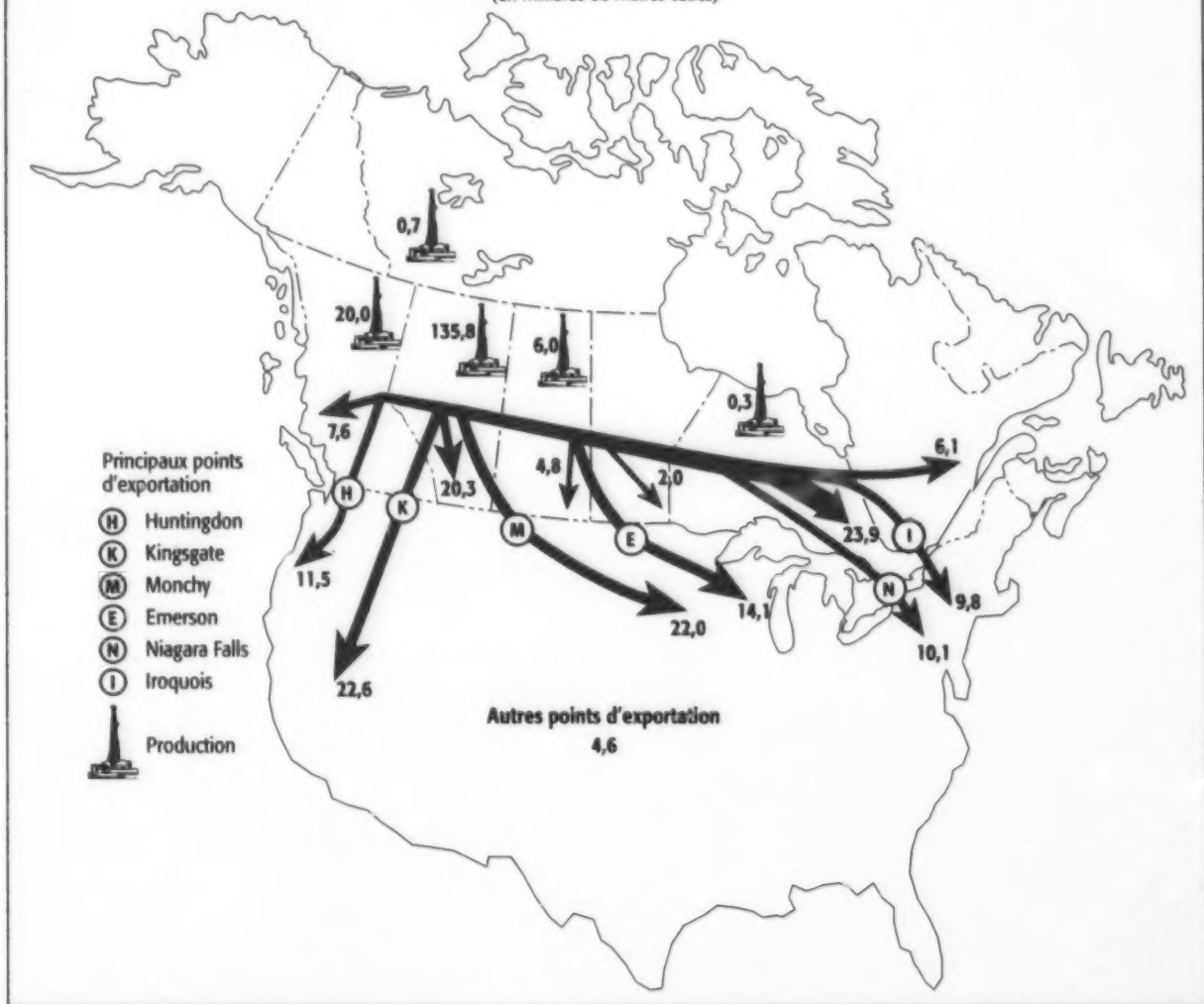


Figure 10
Offre et utilisation de gaz naturel en 1999

(en milliards de mètres cubes)



détail). Cette loi a également institué la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité, dont le mandat est de gérer le marché des changes au comptant et de diriger l'exploitation du réseau de transport provincial tout en assurant sa fiabilité, et de favoriser la participation au marché. L'Ontario est censée instaurer la concurrence dans les secteurs du gros et du détail d'ici novembre 2000. Enfin, dans le nouveau cadre mis en place, plus de 250 services publics municipaux de l'Ontario ont jusqu'en novembre 2000 pour incorporer les sociétés qui leur succéderont conformément à la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario.

Ces dernières années, plusieurs autres provinces ont amorcé la restructuration du secteur de l'électricité. Hydro-Manitoba a instauré un tarif de transport avec libre accès s'appliquant au transport en gros à l'intérieur de la province et sur les interconnexions avec la Saskatchewan, l'Ontario et les États-Unis. Hydro-Québec a donné accès à ses réseaux de transport pour obtenir un accès réciproque aux services de transport en gros sur les marchés américains. Le Nouveau-Brunswick a tenu des consultations publiques, et un rapport, publié en 1999 par un comité législatif, pourrait aboutir à une évolution des marchés. À Terre-Neuve, la Public Utilities

Board a commencé à analyser l'orientation future de la réglementation.

Selon l'ONÉ, la restructuration qui est en cours dans le secteur nord-américain de l'électricité devrait préserver les débouchés d'exportation pour les producteurs domestiques, accélérer le développement du secteur des producteurs indépendants et conduire éventuellement à une baisse du prix de l'électricité.

La production d'électricité a augmenté d'environ 2 % entre 1995 et 1999. La part des centrales nucléaires a chuté, tandis que la production des centrales hydroélectriques et thermiques a augmenté (tableau 8). En 1999, près de 61 % de la production provenaient des centrales hydroélectriques, 26 % des centrales thermiques classiques et 13 % des centrales nucléaires. La consommation canadienne pour cette période est estimée à 526 térawattheures (TWh). Selon les perspectives énergétiques à long terme de l'Office contenues dans le rapport *L'énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*, publié en juin 1999, l'hydroélectricité continuerait à dominer la production d'électricité, et la part de la production des centrales alimentées au gaz serait en croissance.

Exportations et importations d'électricité

Les exportations d'électricité ont maintenu le niveau élevé amorcé en 1994. Cette situation est attribuable principalement à la demande américaine accrue et aux conditions hydrauliques favorables qui règnent au Canada. Les exportations qui dépassaient légèrement les 43 térawattheures en 1999 se classent au troisième rang pour les années 90. Les recettes correspondantes ont été plus élevées que jamais, dépassant 1,9 milliard de dollars. Bien que le prix de l'électricité ait fluctué depuis 1995, le prix moyen des exportations garanties a augmenté de 22 %, et celui des exportations interruptibles a plus que doublé.

Cinq services d'électricité ont assuré environ 95 % des exportations canadiennes d'électricité en 1999. Ce sont, dans l'ordre, Hydro-Québec, Hydro-Manitoba, B.C. Hydro/Powerex, Énergie Nouveau-

Brunswick et Ontario Hydro. Les exportations d'Ontario Hydro continuent d'être restreintes par suite de la fermeture temporaire de certaines centrales nucléaires. Les exportations d'Hydro-Manitoba ont chuté à cause d'une sécheresse prolongée dans le bassin de la rivière Winnipeg, qui a réduit les surplus de production disponibles pour l'exportation. C'est la Nouvelle-Angleterre qui a été le principal marché américain pour les exportations d'électricité, suivie des États de Washington et du Minnesota. Ces trois marchés ont absorbé presque 60 % des exportations d'électricité.

Concernant le libre accès aux réseaux de transport des États-Unis, on n'a observé jusqu'à présent que peu d'effets mesurables sur le totale des exportations canadiennes. En 1999, les exportations interruptibles représentaient environ 56 % des exportations totales, une valeur s'approchant de la moyenne historique de 60 %. Dernièrement, les exportations ont été fortes et l'on prévoit que cette tendance se maintiendra probablement compte tenu de l'amélioration de l'accès aux réseaux de transport.

Bien que les importations canadiennes d'électricité aient augmenté d'environ 10 %, passant à 13 TWh en 1999, elles continuent d'être relativement faibles par rapport à la consommation intérieure et aux exportations. Environ 52 % des importations étaient destinés à la Colombie-Britannique, le Québec et l'Ontario venant ensuite par ordre d'importance.

Table 8
Production d'électricité^(a)
(térawattheures)

	1995	1996	1997	1998	1999 ^(b)
Hydroélectrique	333	352	347	329	337
Nucléaire	92	88	78	67	70
Thermique	118	116	132	149	148
Totale	543	556	557	545	556

a) Source : Statistique Canada
b) Estimations



Figure 11
Carte - Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité 1999^(a)
 (gigawattheures)



a) Les données sur les transferts interprovinciaux d'électricité portent sur la période allant du 1^{er} novembre 1998 au 31 octobre 1999; elles ont été établies à partir des données mensuelles sur l'électricité de Statistique Canada.

Les données sur les importations et exportations américaines sont celles de l'année 1999 (sauf pour les échanges) et elles ont été établies par l'ONÉ

Une partie de la raison d'être de l'Office consiste à promouvoir la sécurité et la protection de l'environnement. Les responsabilités de l'ONÉ dans le domaine de la sécurité du public et de la protection de l'environnement sont énoncées dans la Loi sur l'ONÉ et dans la Loi sur LOPC. En outre, l'Office est tenu de respecter les exigences de la Loi sur LCÉE et la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* (GRVM) en s'assurant que les évaluations environnementales, y compris la surveillance et le suivi, sont menées convenablement pour les projets de son ressort.

À titre de propriétaires et d'exploitants des installations, les compagnies relevant de l'ONÉ sont responsables au premier chef des questions liées à la sécurité et à l'environnement. Néanmoins, l'Office veille à ce que les propriétaires et les exploitants des installations évaluent et gèrent de façon appropriée les risques associés à la construction et à l'exploitation des installations :

- en évaluant les demandes visant de nouvelles installations du point de vue de la sécurité et de l'environnement;
- en élaborant des règlements et des lignes directrices;
- en surveillant la construction et l'exploitation afin de s'assurer que les pipelines satisfont aux normes de qualité élevées établies dans le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* et aux exigences identifiées au cours du processus de demande;
- en tenant des enquêtes sur les défaillances ou les incidents survenus afin d'éviter la répétition d'incidents semblables.

L'efficacité de la gestion des risques dépend de l'intégration de ces quatre composantes et l'Office a pris des mesures concertées afin de pouvoir mieux

s'acquitter de son rôle en matière de sécurité et d'environnement. Ces mesures sont décrites dans les sections qui suivent.

Nouvelles demandes

Loi sur l'office national de l'énergie

En 1999, l'Office a reçu 112 demandes de construction de nouvelles installations. Pour que le public soit avisé à l'avance et de façon continue des projets de construction de pipelines, les compagnies doivent habituellement mettre en oeuvre un programme de préavis public. Cette exigence permet au public d'être informé de la nature du pipeline projeté, d'identifier les effets négatifs potentiels et d'influer sur la conception du projet. L'Office évalue ces projets afin de déterminer s'ils sont dans l'intérêt public et étudie de nombreux facteurs, dont les questions liées à la sécurité et à l'environnement. L'Office assortit couramment l'approbation des installations de conditions visant à garantir qu'il soit bien tenu compte des questions identifiées lors de l'examen de la demande.

Si la construction des nouvelles installations exige l'obtention de nouveaux terrains et l'aménagement

d'une emprise, la Loi sur l'ONÉ renferme des dispositions pour l'acquisition des terrains. Lorsque le propriétaire foncier et le promoteur du projet ne réussissent pas à s'entendre sur l'acquisition des terrains ou de l'emprise, la Loi sur l'ONÉ prévoit un processus d'établissement du tracé détaillé dans lequel tous les propriétaires fonciers et toutes les parties concernées prennent part à

l'examen du tracé définitif du pipeline. En 1999, l'Office a tenu 15 audiences sur le tracé détaillé relativement au projet de pipeline d'Alliance au cours desquelles il a étudié et réglé les contestations relatives à des tracés de pipelines.

Selon la LCÉE, l'Office mène des examens environnementaux préalables à l'égard des installations



projetées. Lorsque l'Office reçoit une demande, son personnel établit si un examen est exigé aux termes de la LCÉE. Dans l'affirmative, l'examen est mené avec l'apport des autres autorités responsables et les avis spécialisés des ministères compétents, en veillant à ce que toutes les exigences de la LCÉE soient prises en compte avant qu'une décision soit rendue à l'égard de la demande. Même si une demande n'entraîne pas un examen aux termes de la LCÉE, l'Office étudie les aspects environnementaux du projet conformément aux exigences de la Loi sur l'ONÉ.

Loi sur les opérations pétrolières au Canada

En 1999, l'Office a étudié 93 demandes en vertu de la LOPC visant les activités sur les terres domaniales, dont 28 portaient sur le forage de nouveaux puits. Il s'agit là d'une augmentation de 53 % des demandes de forage par rapport à l'année dernière, qui s'explique surtout par l'accroissement des activités d'exploration gazière et pétrolière dans la région de Fort Liard. Les demandes actuellement présentées à l'Office portent d'ailleurs plus sur la mise en valeur des ressources découvertes que sur l'exploration, ce qui traduit un changement au niveau des activités.

Les installations du projet Ikhil, qui consiste à acheminer le gaz par pipeline enfoui de puits exploités dans les Territoires du Nord-Ouest vers la ville d'Inuvik, ont été construites en 1999 et ont commencé à alimenter la ville d'Inuvik et la Northwest Power Corporation en gaz pour usage domestique et pour la production d'électricité.

Suite à la découverte de gaz dans la région de Fort Liard, l'ONÉ a approuvé un plan de mise en valeur présenté par Chevron Canada Resources, en prévision de futures demandes visant la construction d'installations de production et d'un pipeline pour le transport du gaz vers les marchés du sud.

De plus en 1999, l'Office a diffusé par écrit une déclaration de découverte exploitable à l'égard d'un gisement découvert sur les terres domaniales par Paramount Resources Ltd. lors du forage du puits Fort Liard F-36 de Paramount et autres.

L'Office a aussi participé à l'élaboration de lignes directrices sur l'évaluation des répercussions environnementales aux termes de la nouvelle Loi sur la GRVM¹, qui remplace la LCÉE dans cette région² des T.N.-O. La Loi sur la GRVM assure aux Autochtones un rôle plus prépondérant dans le système unifié de réglementation et de gestion des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie. En effet, cette loi établit un nouveau processus d'évaluation et d'examen des répercussions environnementales ainsi que divers nouveaux offices chargés respectivement de l'aménagement territorial, de la gestion des terres et des eaux ainsi que de l'examen des répercussions environnementales. À titre d'organisme administratif désigné, l'ONÉ étudie les effets éventuels des activités pétrolières et gazières sur les ressources en terres et en eaux, ainsi que sur l'environnement, de concert avec les nouveaux offices de la vallée du Mackenzie.

Règlements et lignes directrices

Dans le cadre du mandat que lui a confié le Parlement, l'ONÉ a la responsabilité juridique d'assurer la sécurité des pipelines et de l'exploitation de l'énergie. Un des moyens par excellence pour promouvoir la sécurité et la protection de l'environnement est d'établir et d'appliquer des règlements régissant la protection et la sécurité du public, des employés des compagnies, de l'environnement et des biens. L'ONÉ a adopté une approche axée sur les buts pour ces règlements de façon à accroître la responsabilité de l'industrie, à augmenter la souplesse et l'efficacité des processus et à permettre l'adoption en temps opportun de techniques améliorées en matière d'exploitation et de sécurité. Les règlements axés sur les buts de l'ONÉ dépendent grandement des normes établies par consensus, comme celles élaborées par l'Association canadienne de normalisation (CSA), et mettent davantage l'accent sur les systèmes d'évaluation et de gestion des risques. Des notes d'orientation, répertoriant les pratiques jugées acceptables par l'ONÉ, sont publiées par l'ONÉ afin de fournir des éclaircissements,

1 La Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie est entrée en vigueur le 22 décembre 1998.

2 La vallée du Mackenzie est la partie des Territoires du Nord-Ouest délimitée au sud par le 60^e parallèle de latitude, à l'ouest par le Territoire du Yukon, au nord par la région des Inuvialuit, tel que la définit l'Accord entériné par la Loi sur le règlement des revendications des Inuvialuit de la région ouest de l'Arctique, et à l'est par la région du Nunavut, tel que la définit la Loi concernant l'Accord sur les revendications territoriales du Nunavut, mais ne comprend pas le parc national Wood Buffalo.

des avis pratiques et des suggestions en vue de favoriser la conformité.

Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, qui énonce les exigences sur le plan technique et de la sécurité qui doivent être respectées à toutes les étapes du cycle de vie des pipelines du ressort de l'Office, est entré en vigueur le 1^{er} août 1999. Ce règlement reflète la progression vers des règlements axés sur des buts. Des notes d'orientation complémentaires, comprenant les résultats de consultations intensives menées auprès des parties intéressées, ont été diffusées en septembre 1999.

L'Office prépare également un nouveau règlement axé sur des buts visant la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des usines de traitement de gaz qui sont possédées et exploitées par des compagnies pipelinières de ressort fédéral et dont la fonction de traitement fait partie intégrante du transport. Ces installations sont actuellement assujetties au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*.

L'Office travaille activement à l'élaboration et au maintien de règlements sur la sécurité et

lignes directrices ressortissant à la LOPC, et de les harmoniser avec les règlements pris aux termes des lois de mise en oeuvre des accords. Les changements actualisent et modernisent les règlements et les lignes directrices actuels et introduisent des règlements axés sur les buts pour les activités relatives aux terres domaniales. Des consultations ont également été menées afin d'actualiser le *Règlement sur la santé et la sécurité au travail (gaz et pétrole)* pris aux termes du *Code canadien du travail, Partie II*.

L'ONÉ a participé aux révisions du *Règlement sur la liste d'exclusion* pris aux termes de la LCÉE. Ces

révisions
sont
entrées
en
vigueur
en
novem-



bre 1999 et permettent de soustraire à l'évaluation environnementale des projets pipeliniers de caractère courant qui n'ont pas d'incidences négatives sur l'environnement, qui sont réalisées sur une emprise de pipeline établie et qui se



l'environnement
pour les
activités
d'explo-

trouvent à plus de 30 mètres d'un plan d'eau. Ces changements permettront de simplifier l'approbation d'installations courantes.

L'Office participe de concert avec l'industrie, d'autres paliers de gouvernement et des groupes d'intervenants à des initiatives visant à élaborer des normes établies par consensus, des pratiques exemplaires et des approches communes à l'égard des questions liées à la sécurité et à l'environnement. Par exemple, l'ONÉ a participé à la préparation de la norme Z662-99 de la CSA portant sur les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, publiée en juillet 1999, et à la préparation de la deuxième édition des lignes directrices du Comité de franchissement des cours d'eau par des pipelines au Canada, diffusée en novembre 1999. Ces publications sont des mises à jour de normes existantes et fournissent des lignes de conduite sur la façon d'aborder les nouveaux enjeux et la technologie en constante évolution.

ration et de mise en valeur visées par la LOPC. Ces règlements sont élaborés de concert avec Ressources naturelles Canada (RNC), l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE), l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE), le Ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse et le Ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve afin d'assurer une approche réglementaire commune pour les activités menées dans les régions extracôtières, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut (terres domaniales). À cette fin, l'Office a entrepris des consultations en 1999 en vue de modifier cinq règlements et deux



Surveillance de la construction

Lorsqu'une demande vise des installations, l'Office assortit souvent son autorisation de conditions que le demandeur doit respecter avant ou pendant la construction ou au cours de l'exploitation. En 1999, 128 autorisations d'installations délivrées par l'Office ont été assorties d'un totale de 543 conditions.

En outre, les compagnies doivent construire et exploiter leurs installations conformément aux règlements adoptés par l'Office. L'Office exige que les compagnies utilisent les services d'inspecteurs en environnement qualifiés pour la surveillance des travaux de construction. Ces inspecteurs ont habituellement le pouvoir de choisir les mesures d'atténuation voulues et de mettre fin aux activités qui peuvent entraîner inutilement des effets sur l'environnement. L'Office surveille la construction des pipelines pour que ces exigences, ainsi que tout autre engagement pris par la compagnie au cours de l'évaluation d'un projet, soient respectés.

Plusieurs grands projets, prévoyant la construction de plus de 2 100 km de nouvelles canalisations, ont été réalisés en 1999. Mentionnons notamment la première phase du pipeline d'Alliance, le projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (SOEP) et la canalisation principale de M&NP ainsi que les projets de TransCanada Pipelines Limited et de Souris Valley Pipeline Limited. En outre, neuf nouvelles compagnies, dont l'Office a approuvé les installations en 1999, relèvent maintenant de sa compétence.

Au cours de 1999, les inspecteurs de l'Office ont visité 80 chantiers de construction, soit 35 % de plus que l'année dernière. Dans le cadre de leur travail, ils vérifient les plans et les techniques de construction et évaluent l'efficacité du programme d'inspection de la compagnie qui supervise les travaux de construction.

Étant donné que la partie extracôtière du gazoduc du SOEP relève de la compétence mixte de l'Office et de l'OCNHE, l'Office a nommé deux employés de l'OCNHE à titre d'inspecteurs aux termes de la Loi sur l'ONÉ. En vertu de cette désignation, un inspecteur est investi de l'autorité d'émettre un ordre s'il constate une situation dangereuse qui pose un risque immédiat pour la sécurité ou l'environnement.

Une fois la construction achevée, mais avant la mise en service de leurs installations, les compagnies sont tenues de solliciter, auprès de l'Office, l'autorisation de mettre en service leurs installations aux fins du transport d'hydrocarbures. L'Office ne donne cette autorisation, ou n'exempte la compagnie de l'obligation d'obtenir cette autorisation, que s'il est convaincu que les installations construites peuvent être exploitées en toute sécurité. En 1999, il a accordé 116 autorisations de mise en service.

Surveillance de l'exploitation des installations existantes

L'Office a des programmes pour évaluer et surveiller les pratiques en matière de sécurité et d'environnement adoptées par plus de 90 compagnies qui exploitent des réseaux pipeliniers et les installations connexes. Il voit à ce que les installations soient sûres et exploitées d'une manière qui protège l'environnement et le public.

Les vérifications de la gestion effectuées par le personnel de l'Office constituent le principal volet du programme d'évaluation et de surveillance de la sécurité. En 1999, l'Office a procédé à une vérification de la gestion de la sécurité chez 11 compagnies. Pendant cet exercice, il examine les manuels d'exploitation et d'entretien, les manuels d'intervention d'urgence et les programmes de formation en sécurité; de plus, il évalue l'aspect sécuritaire de l'exploitation de l'installation avec le personnel de la compagnie. Les vérificateurs de l'Office visitent des installations données pour confirmer que les procédures d'exploitation sont conformes à celles prescrites dans les manuels des compagnies. Il ressort des vérifications que les compagnies respectent généralement les exigences de l'Office, même si des cas de non-conformité ont été relevés relativement à des points mineurs.

L'inspection d'installations en service spécifiques constitue un autre volet du programme consacré à la sécurité. En 1999, le personnel de l'Office a inspecté 28 installations pour s'assurer que les règlements d'application de la *Loi sur l'ONÉ* ainsi que le *Code canadien du travail, Partie II* sont respectés. Il a relevé seulement des points mineurs, que les compagnies ont habituellement corrigés rapidement.

L'Office a aussi effectué quatre vérifications de programmes mis de l'avant par les compagnies pour prévenir les dommages causés par des tiers. Ces

programmes qui sont prescrits par le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipelines*. Ces programmes visent à sensibiliser les tiers, y compris les propriétaires fonciers et les entreprises d'excavation, à la présence des pipelines enfouis et à éviter ainsi que ces derniers ne soient endommagés. En plus de ces vérifications, le personnel de l'Office a mené 12 inspections de réseaux pipeliniers existants dans le but d'établir si les travaux effectués par des tiers ont été complétés conformément à la réglementation. Aucun problème important n'a été relevé au cours de ces vérifications et inspections.

En 1999, l'ONÉ a pris des dispositions pour organiser conjointement avec l'American Petroleum Institute (API) son troisième Atelier de sensibilisation pour les compagnies pipelinieres. L'atelier, qui aura lieu en mai 2000 à Niagara Falls (Ontario), fournit à ces dernières l'occasion d'assister à des exposés des chefs de file de l'industrie et de partager leurs expériences, fructueuses ou difficiles, des questions de sensibilisation du public auxquelles l'industrie est confrontée.

En 1999, l'ONÉ a mis la dernière main à sa méthodologie d'inspection des installations pipelinieres fondée sur les risques. Par le passé, l'ONÉ effectuait des inspections périodiques de toutes les installations en surface qui relevaient de sa compétence (environ 500) par cycle de deux ou trois ans. Cependant, avec le nombre grandissant d'installations et un effectif limité d'inspecteurs à l'ONÉ, l'Office a été obligé d'adopter une méthodologie lui permettant de cibler ses inspections en fonction des risques dans le but de mieux affecter les ressources et d'orienter les efforts d'inspection vers les secteurs où les risques pour la sécurité et l'environnement sont les plus élevés.

Les emprises pipelinieres relevant de la compétence de l'Office sont surveillées après leur construction pour s'assurer que les questions environnementales ont été correctement réglées et que l'emprise a été restaurée. En outre, les compagnies doivent typiquement soumettre des rapports de surveillance postérieurs à la construction comprenant un examen de l'efficacité des mesures de protection de l'environnement appliquées pendant la construction et des dispositions prises pour atténuer les problèmes relevés pendant l'exécution du projet. Dans la plupart des cas, les emprises sont entièrement restaurées après deux saisons de croissance suivant la construction. L'Office a reçu 50 rapports de sur-

veillance en 1999; les résultats de ces rapports seront utilisés dans de futures inspections de l'Office.

Une fois le pipeline mis en service, l'emprise est vérifiée périodiquement. En 1999, l'Office a examiné deux grands réseaux pipeliniers appartenant à Enbridge et à Express Pipeline Ltd. (Express) pour confirmer l'efficacité des mesures permanentes de protection de l'environnement.

Les installations en surface, comme les stations de compression et de pompage, font aussi l'objet de vérifications régulières portant sur des questions de fonctionnement, comme les niveaux de bruit et les émissions dans l'atmosphère. En 1999, l'Office a reçu 27 rapports de surveillance des niveaux de bruit et des émissions de la part de compagnies exploitant des installations récentes. Les résultats de ces rapports seront utilisés dans de futures inspections de l'Office.

Plaintes déposées par les propriétaires fonciers

L'Office répond aux plaintes déposées par les propriétaires fonciers qui sont touchés par les travaux de construction et l'exploitation des installations pipelinieres. Dans la plupart des cas, il en avise la compagnie et l'incite à corriger la situation. Il inspecte certaines des propriétés affectées pour vérifier que l'environnement est protégé. En 1999, il a enquêté auprès de propriétaires fonciers, une partie de cette enquête ayant porté sur des questions de sécurité et d'environnement. En général, il en a conclu que les propriétaires fonciers étaient satisfaits de l'état de leur propriété après la construction.

En 1999, l'Office a reçu de la part de propriétaires fonciers 81 plaintes ayant trait à des questions relatives aux droits fonciers, à l'exploitation et à la construction. Il est probable que le nombre de plaintes déposées par les propriétaires fonciers augmentera dans l'avenir à cause de la sensibilisation accrue du public aux exigences de l'Office en matière de protection de l'environnement et de sécurité du public.

Application de la loi

L'Office adopte une approche graduelle pour résoudre les cas mineurs de non-conformité à ses règlements ou à ses modalités et conditions. Lorsqu'une infraction ne peut être corrigée immédiatement, mais qu'elle n'engendre pas de risque



immédiat ou grave, l'Office demande à la compagnie de lui fournir une assurance de conformité volontaire (ACV) précisant la nature de l'infraction et les mesures à prendre pour la corriger. Si son personnel ne reçoit pas l'ACV en question, l'Office envoie une lettre à la compagnie lui expliquant l'infraction et ses attentes. Après examen de la réponse de la compagnie, la lettre peut être suivie d'une directive de l'Office précisant les mesures que doit prendre la compagnie pour corriger la situation. Lorsque survient une situation dangereuse susceptible de poser un risque immédiat à la propriété ou à l'environnement et qui exige une mesure immédiate et directe, un inspecteur de l'ONÉ émet un ordre qui oblige la compagnie à corriger la situation. À la réception de l'ordre, la compagnie est tenue d'obtempérer. Si le problème n'est pas réglé, l'Office d'autres moyens à sa disposition pour assurer la conformité. Il existe des dispositions semblables en regard des infractions dans la LOPC et le *Code canadien du travail, Partie II*.

En raison de cette approche progressive, aucune amende n'a été imposée, et trois ordres visant à corriger une pratique jugée peu sûre concernant un effet nuisible sur l'environnement ont été émis en 1999. Dans tous les cas, la compagnie a réagi immédiatement et a continué à se pencher sur le problème pendant la durée de son projet. Deux cents vingt-cinq ACV ont été reçues de compagnies réglementées en 1999 en vertu de la loi sur l'ONÉ.

En tout, 43 infractions au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines* ont été rapportées en 1999. Ce nombre est légèrement supérieur à celui de 1998 et à la moyenne de trois ans. Il y a infraction au Règlement lorsqu'un tiers effectue des travaux d'excavation sur le périmètre ou à l'intérieur de la zone de sécurité de 30 m adjacente à l'emprise du pipeline sans le consentement ou à l'insu de la compagnie pipelinère. Ces infractions sont typiquement commises par des propriétaires fonciers ou par des sociétés de services publics. Aucune de ces infractions n'a entraîné de dommages aux pipelines. L'Office enquête sur chacune des infractions signalées dans le but de déterminer les facteurs qui ont conduit à l'infraction et pour sensibiliser les parties concernées à l'importance de la sécurité publique lors des travaux effectués près de réseaux pipeliniers.

Le personnel de l'Office a effectué au totale 43 inspections des sites d'exploration et de production sur les terres domaniales pour s'assurer que les

opérations étaient conformes au programme approuvé et aux exigences prescrites dans les règlements d'application de la LOPC.

L'élaboration d'une nouvelle politique de conformité en matière d'environnement et de sécurité a été désignée comme une activité clé dans la poursuite de deux des buts de l'Office : d'une part, les pipelines réglementés par l'ONÉ sont sécuritaires et perçus comme tels et, d'autre part, ils sont construits et exploités de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels. Il est devenu nécessaire de revoir la politique de conformité et d'en étendre la portée à cause de la rédaction et de la promulgation du nouveau *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* qui est axé sur les buts. Cette révision était devenue essentielle pour pouvoir donner suite aux recommandations faites par le Vérificateur général en septembre 1998. En 1999, l'Office a réalisé d'importants progrès dans l'élaboration de sa politique dont la version finale sera arrêtée au début de l'an 2000.

Enquêtes sur les incidents

Que les pipelines soient sécuritaires est une attente importante du public et c'est pourquoi l'un des buts stratégiques de l'Office consiste à faire en sorte que les pipelines de son ressort soient sécuritaires et perçus comme tels par la population canadienne. L'Office est toujours à l'affût de moyens d'accroître la sécurité et il encourage les compagnies pipelinères à fournir de l'information sur leur rendement en matière de sécurité en les obligeant à signaler immédiatement tout incident qui survient sur leurs réseaux. Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* définit ce dont consiste un incident pipelinier.

Même des incidents mineurs peuvent fournir des indices sur l'état d'un pipeline ou les programmes de sécurité susceptibles d'être améliorés. L'Office s'efforce d'enquêter sur tous les incidents signalés pour établir si des tendances se manifestent et prendre des mesures, au besoin, afin d'éviter que des incidents semblables ne se reproduisent. Cependant, d'une façon générale, il ne mène des investigations détaillées sur le terrain que dans le cas d'accidents qui ont entraîné des décès ou des blessures graves, ou des rejets importants d'hydrocarbures.

En 1999, un totale 74 incidents ont été signalés, par rapport à 78 incidents l'année précédente, à 88 en 1997 et à 71 en moyenne durant les années 1992 à

1998. Quinze de ces incidents ont causé des blessures, dont 12 sont survenues au cours de travaux de construction, et le reste lors de travaux d'entretien. Quarante-trois incidents ont entraîné des fuites (figure 12).

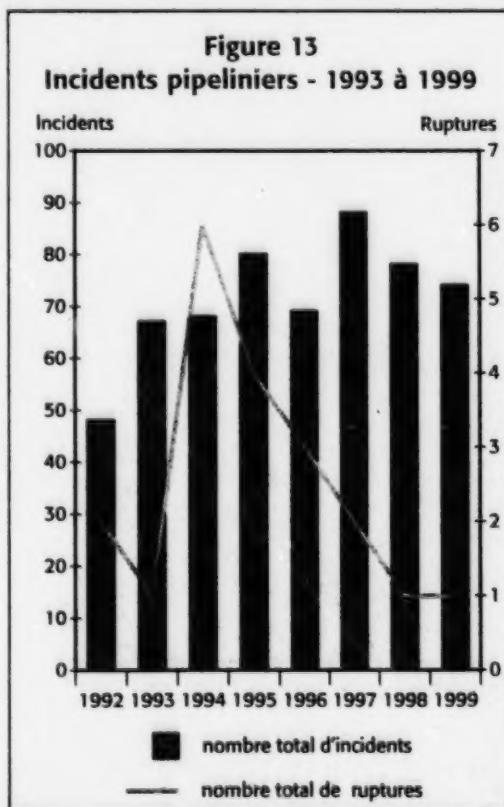
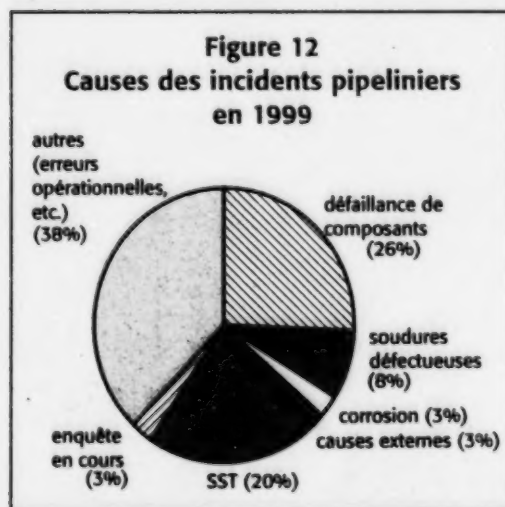
Plus des deux tiers des 74 incidents se sont produits dans des zones à accès limité, telles que des stations de compression ou des usines à gaz. En effet, 38 incidents se sont produits dans des stations de compression ou de pompage, 11 dans des usines à gaz, et le reste le long des emprises. Un incident s'est produit sur des installations extracôtières.

Suivant la tendance à la baisse observée depuis cinq ans dans le nombre de ruptures, il n'y a eu qu'un cas de rupture en 1999. L'incident s'est produit sur la canalisation 3 d'Enbridge, dans une localité immédiatement à l'est de Regina, en Saskatchewan. L'incident n'a entraîné aucune blessure dans le public ou chez les employés de la compagnie. Par contre, 3 275 mètres cubes de pétrole brut ont été déversés. La baisse du nombre de défaillances majeures de pipelines tient à un éventail de facteurs, dont l'attention accrue que l'industrie porte à l'entretien préventif, les nouvelles technologies de surveillance et de réparation des pipelines, et la réduction du nombre de ruptures causées par un glissement de talus.

Il est intéressant de noter que depuis la parution, en novembre 1996, du rapport de l'ONÉ intitulé *Enquête publique sur la fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et gazoducs canadiens*, aucune rupture attribuable à la fissuration par corrosion sous tension (FCST) ne s'est produite sur des pipelines

en service réglementés par l'ONÉ. Le rapport d'enquête renferme 27 recommandations qui préconisent l'élaboration par chaque compagnie d'un programme de gestion de la FCST, des changements à la conception des pipelines, l'exécution d'un programme de recherche continu sur la FCST, le développement à l'échelle de l'industrie d'une base de données sur la FCST, l'amélioration des méthodes d'intervention d'urgence et le partage de l'information. L'Office veille à ce que toutes les compagnies relevant de sa compétence disposent de plans d'intervention d'urgence adéquats pour faire face aux déversements de pétrole et fuites de gaz naturel et en atténuer les effets négatifs sur la sécurité du personnel, la santé publique et l'environnement. Il examine ces plans pour assurer que des procédures adéquates sont en place. En outre, il encourage les compagnies à tenir des exercices d'intervention d'urgence et y participe.

Lorsque survient une urgence, le rôle de l'Office consiste avant tout à surveiller l'intervention de la compagnie pour s'assurer que toutes les mesures raisonnables ont été prises pour protéger la sécurité des personnes et préserver l'environnement.



L'Office tient un système de suivi de l'information pour s'assurer que la compagnie en cause s'acquitte de ses responsabilités concernant la remise en état des sites touchés par une fuite ou un déversement. En 1999, il s'est produit 4 fuites et déversements majeurs, et 37 d'importance mineure.

Après la rupture du pipeline d'Enbridge près de Regina (Saskatchewan), l'Office a collaboré avec Enbridge et d'autres intervenants pour garantir que le site soit décontaminé et remis en état. Trois mois après le déversement, Enbridge avait pu démontrer que la majeure partie du site satisfaisait à des lignes directrices provinciales acceptables et elle avait dressé un plan pour mener à bien le reste des travaux de nettoyage et de restauration.

Trois autres déversements importants se sont produits sur des pipelines réglementés par l'Office : un sur le réseau d'Enbridge Pipeline at Glenboro (Saskatchewan) et deux sur le réseau de la compagnie Les Pipe-Lines Montréal Limitée, au Québec. Dans chaque cas, la compagnie a réagi immédiatement et a nettoyé le site à la satisfaction des parties intéressées.

En ce qui a trait à la LOPC, un totale de 22 situations comportant des dangers ont été signalées en 1999, ce qui est légèrement plus qu'en 1997. Notons que malgré la hausse globale du niveau d'activité au nord du 60^e parallèle, la fréquence des accidents en 1999, d'après le ratio incidents/heures-personnes travaillées, est demeurée la même qu'en 1998. C'est une indication que les compagnies continuent d'adopter des pratiques de travail sûres pour procurer à leurs employés un milieu de travail sans danger. Vingt déversements se sont produits au nord du 60^e parallèle. Il reste encore à nettoyer quelques-uns des sites, mais l'on ne prévoit pas d'effets défavorables sur l'environnement.

Bureau de la sécurité des transports du Canada (BSTC)

L'ONÉ partage la responsabilité de l'enquête sur les incidents pipeliniers avec le BSTC, qui est un organisme d'enquête fédéral indépendant. Il est convenu par les deux organismes que tous les incidents sont d'abord signalés au BSTC. Si celui-ci décide de faire enquête, l'ONÉ peut participer, mais il lui est interdit de rendre ses constatations publiques relativement à la cause et aux facteurs contributifs de l'incident. Le BSTC est autorisé à émettre des recommandations, et l'ONÉ peut être

tenu d'y répondre. L'ONÉ peut lui-même faire enquête pour assurer que ses règlements n'ont pas été enfreints ou établir le besoin de mesures correctrices, ou les deux. Afin d'éviter le dédoublement de leurs activités, les deux organismes coordonnent leurs enquêtes.

En 1999, le BSTC a publié deux rapports découlant d'enquêtes importantes portant sur des installations réglementées par l'ONÉ. Un des rapports renfermait une recommandation sur la détection et l'évaluation des défauts dus à la corrosion rencontrés de façon isolée ou en association avec des fissures. L'ONÉ a par la suite diffusé un avis de sécurité au sujet des limites possibles des techniques d'inspection interne et s'est engagé à adresser une lettre au comité technique de la CSA pour lui faire part de ses préoccupations concernant l'évaluation des défauts de ce type.

Depuis le 1^{er} septembre 1999, tous les incidents et situations comportant des dangers, au sens où l'entendent le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* et le *Code canadien du travail, Partie II*, sont signalés au moyen de la ligne d'urgence du BSTC, et ce dernier transmet l'information à l'ONÉ. Ce système de signalement à guichet unique a été mis en oeuvre pour réduire le double emploi entre les deux organismes.

Préparation à l'an 2000 (A2K)

Étant donné que le fonctionnement des pipelines et des services publics d'électricité est largement contrôlé par des ordinateurs, l'ONÉ était conscient des conséquences qu'une défaillance d'équipement attribuable à un problème lié au bogue de l'an 2000 pourrait avoir sur la sécurité du public et l'environnement. Tout au long de 1999, l'ONÉ a pris des mesures énergiques pour promouvoir la préparation à la transition A2K. Le suivi des efforts déployés par les compagnies réglementées a été assuré grâce à un effort concerté de l'ONÉ, de l'industrie gazière et pétrolière, RNCan et du Groupe de planification nationale de contingence. Cette démarche a permis de fournir l'information nécessaire aux divers organismes gouvernementaux, sous une forme normalisée et suivant une approche à guichet unique, tout en réduisant au minimum les formalités imposées à l'industrie pour rendre compte de son état de préparation.

Dans l'ensemble, les compagnies relevant de l'ONÉ ont abordé la préparation à l'A2K de façon très

proactive. En décembre 1999, toutes les compagnies réglementées étaient prêtes pour la transition 1999/2000 et la nouvelle année a débuté sans qu'aucune d'entre elles ne signale des incidents associés au passage à l'an 2000.

Recherche et développement

L'Office est le secrétariat du Fonds pour l'étude de l'environnement, qui finance les projets de recherche d'ordre environnemental et social asso-

ciés aux activités d'exploration et de production des hydrocarbures dans les terres domaniales. Trois nouveaux projets de recherche ont été lancés en 1999 pour tenir compte de la hausse de l'activité sur la côte Est. Ces projets portent sur les effets de la prospection sismique sur les pêches, sur l'évaluation des effets cumulatifs, et sur l'inventaire des ressources au large de Terre-Neuve. Les projets se poursuivront en 2000.



Services d'information publique



Nos intervenants s'attendent à ce que les processus de l'ONÉ soient accessibles et faciles à comprendre. Qu'il s'agisse d'expliquer au public comment participer à une audience publique, de communiquer les résultats d'une vérification de la sécurité d'un pipeline ou encore de diffuser une décision, l'ONÉ s'efforce de fournir des renseignements qui répondent vraiment aux besoins des intervenants.

L'ONÉ diffuse l'information grâce à divers outils et processus. À mesure qu'évolue la technologie, l'Office s'oriente vers la production et la distribution de documents électroniques, tout en respectant son engagement de fournir des documents en papier à ses interlocuteurs qui en ont besoin.

Activités entourant le passage à l'an 2000 (A2K)

Le projet de préparation à l'A2K a donné à l'Office l'occasion de se doter d'une technologie à jour et a préparé le terrain au perfectionnement continu de ses systèmes internes, de sorte qu'il puisse relever ses défis opérationnels.

Les préparatifs auxquels l'ONÉ s'est livré au cours des deux dernières années peuvent être divisés en deux volets. En premier lieu, nous devions nous assurer que les compagnies que l'Office réglemente faisaient les préparatifs nécessaires et qu'elles étaient prêtes pour le passage à l'an 2000. En deuxième lieu, il nous fallait analyser nos propres opérations pour cerner les priorités liées à l'A2K. À cette fin, l'Office a mis sur pied un bureau de projet interne chargé de s'occuper de tous les préparatifs internes et formé une équipe distincte qui s'est occupée d'entretenir les communications avec l'industrie énergétique et les compagnies réglementées, et de surveiller l'avancement de leur préparatifs.

L'Office a effectué une analyse des risques associés à ses réseaux et systèmes internes pour déterminer quelle était la probabilité qu'une défaillance se produise dans un système informatique interne. Même

si l'évaluation a révélé que le risque de défaillance était faible, l'Office a mis en place des plans d'intervention pour tous ses principaux processus opérationnels. De plus, il a arrêté des plans d'intervention à l'égard des applications de gestion et du matériel informatique qui sous-tendent ses processus opérationnels les plus importants. L'Office a déployé tous les efforts raisonnables pour réduire au minimum le risque que des problèmes associés à l'A2K viennent perturber la conduite de ses activités.

Les exigences de conformité à l'A2K ont obligé l'Office à démanteler le système de documentation de l'Office (SDO). Les données emmagasinées dans le SDO ont toutefois été préservées et reformatées,

et elles seront accessibles par l'entremise du Système de dépôt électronique (SDE).

Les archives antérieurement stockées dans le SDO, comme les motifs de décision et les transcriptions d'audience, ont été transférées sur des ordinateurs dans la bibliothèque de l'ONÉ pour qu'elles

demeurent accessibles par voie électronique.

Aucun problème n'est venu perturber les activités de l'Office au cours de la transition à l'A2K, mais nous continuons de prendre certaines mesures correctives.

Dépôt électronique des demandes relatives à la réglementation

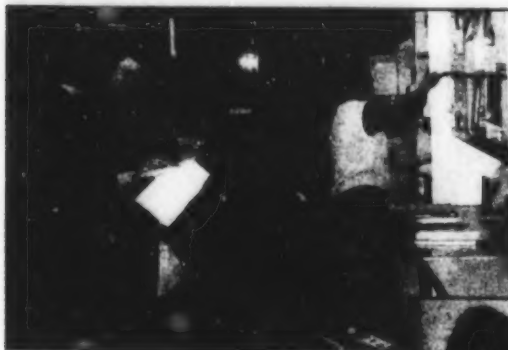
L'ONÉ poursuit la mise au point de son Système de dépôt électronique SDE des demandes relatives à la réglementation, en collaboration avec la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO) et les représentants des compagnies réglementées du secteur énergétique. Le SDE permettra la création, l'échange, l'utilisation et la réutilisation de l'information de réglementation. Étant donné que le système sera accessible à partir du site Web de l'Office, nous avons élaboré des processus pour garantir l'ex-



attitude et la sécurité des dossiers électroniques stockés dans le dépôt central du SDÉ.

Pour éprouver la capacité du système de traiter des documents volumineux en format du langage standard généralisé de balisage (LSGB)¹, M&NP s'est prêtée à un essai pilote du SDÉ. La compagnie a réussi à créer sa demande relative aux droits et aux tarifs en LSGB. Les conclusions dégagées de l'essai ont servi pour revoir le modèle de document normalisé.

Nous avons maintenant élaboré des lignes directrices concernant le formatage des documents. De



plus, nous en sommes à concevoir des formules pour les dépôts simples, tels que des lettres de commentaires ou d'intervention. Grâce aux formules, le grand public et les autres parties intéressées pourront participer électroniquement à une audience sans avoir à manier le technologie du SDÉ. Nous veillerons à ce que les procédures de l'Office continuent de permettre à des personnes n'ayant pas accès à son site Web de participer aux instances en utilisant d'autres méthodes d'envoi et de réception des documents.

L'Office en est à modifier ses procédures en prévision de l'instauration du dépôt électronique. En novembre 1999, il a diffusé, aux fins de consultation publique, un avant-projet de modification des *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie*.

Outils de communication

Site Web sur Internet

L'Office exploite son site Web (www.neb.gc.ca) depuis 1996. Ce site est devenu un outil privilégié pour accéder à l'information sur notre organisation.

On y trouve de l'information gratuite sur le rôle de l'Office en matière de réglementation; des rapports spéciaux de l'ONÉ sur les exportations d'énergie, les marchés énergétiques, les régions pionnières, la sécurité pipelinière et les droits relatifs au transport par pipeline, ainsi que des statistiques mensuelles concernant l'énergie. Le site renferme en outre des renseignements sur les instances récentes ou en cours, y compris les ordonnances d'audience, les bulletins *Activités de réglementation* et les motifs de décision. En 1999, l'Office a commencé à publier sur le site les transcriptions de toutes ses audiences publiques.

Communiqués de presse

L'Office a diffusé 46 communiqués de presse en 1999 pour transmettre aux médias des renseigne-

ments sur les audiences publiques, les décisions rendues, les consultations publiques et les changements importants apportés aux règlements et aux procédures. L'Office encourage les clients à consulter les communiqués sur son site Web, mais ces documents peuvent aussi être obtenus auprès de la bibliothèque de l'Office, ou encore par télécopieur ou par la poste.



Bulletins Activités de

réglementation

Depuis 1982, l'Office publie le bulletin trimestriel *Activités de réglementation*, qui donne un résumé des demandes en matière de réglementation et autres questions traitées par l'Office au cours de la période. Nous publions des mises à jour mensuelles du bulletin dans le site Web et des mises à jour trimestrielles sous forme imprimée. L'Office continue d'envoyer le bulletin par la poste aux personnes qui en ont besoin sur support papier.

¹ Le langage standard généralisé de balisage (LSGB) est un format électronique qui nous permet de stocker les documents pour de longues périodes sans être à la merci de technologies ou de logiciels particuliers.

Bulletins d'information

L'Office publie une série de bulletins d'information et de brochures sur l'ONÉ et ses activités. En 1999, un comité formé de membres du personnel de l'ONÉ a procédé à une revue des bulletins. Le comité a constaté qu'un grand nombre d'entre eux avaient besoin d'être mis à jour et réécrits dans un langage clair.

Un groupe de spécialistes techniques issus des divers secteurs de l'ONÉ s'affaire à réviser les bulletins. On pourra obtenir le jeu actuel de bulletins et de brochures auprès de la bibliothèque de l'ONÉ ou sur son site Web (voir la liste dans le Supplément II) jusqu'à la parution des nouveaux bulletins.

Autres services d'information

Bibliothèque/Publications

La bibliothèque de l'ONÉ est un endroit où le public peut consulter les dossiers des demandes qui sont déposées auprès de l'Office et les documents publics connexes. On y trouve toute la gamme de publications de l'Office et les documents relatifs aux audiences, en plus d'ouvrages de référence, de manuels et de périodiques ayant trait au mandat de l'Office. La bibliothèque est ouverte de 9 h à 16 h, du lundi au vendredi. On peut joindre la bibliothèque par téléphone, au (403) 299-3561, ou au 1-800-899-1265, ou par courriel, à l'adresse library@neb.gc.ca.

La bibliothèque reçoit plus de 350 demandes par mois. La bibliothèque répond à plus de 90 % des demandes en puisant dans sa propre collection ou en consultant d'autres ressources de l'Office. Les clients qui demandent de l'information qui n'est pas disponible à l'Office sont dirigés vers d'autres sources pour les aider.

Les demandes de renseignements et de publications adressées à la bibliothèque sont faites en personne,



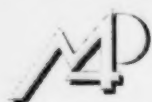
par téléphone, par télécopieur, par la poste ou par courrier électronique. Le service de distribution des documents de l'Office se trouve également à la bibliothèque. Il répond à quelque 150 demandes de publication par mois.

Pour commander des publications, prière de s'adresser à la personne suivante :

Coordonnatrice des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
Canada T2P 0X8
Courriel : orders@neb.gc.ca
Téléphone : (403) 299-3562
Télécopieur : (403) 292-5503
1-800-899-1265

Renseignements

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les services ou les activités de l'Office, le lecteur peut composer le (403) 292-4800 ou le 1-800-899-1265, nous envoyer un fax au (403) 292-5503 ou visiter notre site Web (www.neb.gc.ca).



Activités de l'organisation

L'ONÉ en tant qu'employeur

L'ONÉ est un organisme de réglementation fédéral qui a son siège à Calgary. En tant qu'employeur distinct aux termes de la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, l'Office profite des avantages inhérents au fait d'être un organisme voué à l'intérêt public tout en ayant la souplesse nécessaire pour adapter nombre de politiques et de procédures en fonction de ses besoins particuliers. À titre d'exemple, l'Office s'est doté d'un système de classification du personnel qui reflète toute la gamme de connaissances et de compétences qu'on retrouve à l'ONÉ. De plus, l'Office négocie directement les conditions d'emploi du personnel avec les deux syndicats qui représentent une grande proportion de ses employés.

À titre d'employeur, l'Office a pour stratégie d'offrir à son personnel une rémunération raisonnable et un milieu de travail positif et valorisant. L'Office se rend compte de l'importance pour chacun d'équilibrer la vie professionnelle et la vie privée, et il offre des modalités de travail flexibles pour aider les employés à réaliser cet équilibre.



Gestion de l'ONÉ

En 1999, l'ONÉ a confirmé son plan stratégique à long terme (voir le Supplément II). La version mise à jour du plan prévoit l'évaluation du rendement de l'organisation, l'établissement des priorités et l'élaboration de processus de planification permettant d'atteindre les résultats de façon efficace et rentable. En outre, le plan permet de mieux aligner les responsabilités des secteurs, des équipes et de chaque employé.

La structure actuelle de l'ONÉ, axée sur des équipes multidisciplinaires, fait en sorte que les chefs de secteur et les chefs d'équipe assurent la direction de leur champ d'activité et favorise le per-

fectionnement professionnel des employés grâce à l'encadrement offert par les spécialistes en chef dans les secteurs de l'économie, du génie et de l'environnement.

40 ans d'histoire

En novembre 1999, l'ONÉ a célébré son 40^e anniversaire en invitant les membres de son personnel, les représentants de divers groupes d'intervenants ainsi que des hauts fonctionnaires, anciens et actuels, à participer à une soirée de gala qui s'est tenue à l'hôtel Westin à Calgary. Plus de 600 personnes ont assisté aux célébrations.

L'ONÉ a également commandé un recueil sur les 40 ans de service de l'Office national de l'énergie. L'ouvrage paraîtra en 2000.

Dépenses

Depuis 1991, l'Office recouvre jusqu'à 90 % de ses frais de fonctionnement auprès des compagnies qu'il réglemente, plutôt qu'auprès des contribuables. En 1998 et 1999, on a réexaminé le processus de recouvrement des frais afin de s'assurer qu'il est équitable pour tous les participants.

Le tableau 9 indique les dépenses de l'Office et ses effectifs au cours des cinq dernières années. Le lecteur trouvera plus de détails sur les plans et les budgets de l'organisation dans le *Budget des dépenses de 1999-2000, partie II* de l'ONÉ et le *Rapport sur les plans et les priorités de 1999-2000*. On peut consulter ces documents sur le site Web de l'ONÉ à l'adresse <http://www.neb.gc.ca>.

Tableau 9
Profil des dépenses et des effectifs

Exercice (1 ^{er} avril au 31 mars)	Dépenses (en milliers de dollars)	Équivalents temps plein
1995 - 1996	25 911	279
1996 - 1997	26 855	272
1997 - 1998	28 048	264
1998 - 1999	30 960 ^{a)}	277
1999 - 2000 ^{b)}	26 583	281

a) En 1998, l'ONÉ a versé 22,2 millions \$ en paiements après avoir conclu des arrangements à l'amiable avec l'industrie énergétique concernant les coûts liés à sa réinstallation d'Ottawa à Calgary.

b) Estimation

Supplément I

Le mandat de l'Office



L'Office national de l'énergie est un tribunal de réglementation fédéral indépendant qui a été créé en 1959. Il rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre des Ressources naturelles Canada (le ministre). L'Office est un tribunal d'archives qui détient tous les pouvoirs conférés à un tribunal supérieur en ce qui a trait à la présence aux audiences, à l'assermentation des témoins et à leur interrogatoire, à la production et à l'inspection de documents ainsi qu'à l'application de ses ordonnances. À la fin de 1999, l'Office comptait huit membres permanents (il pourrait en nommer un maximum de neuf) nommés pour un mandat de sept ans. Quatre membres temporaires ont aussi siégé durant l'année.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la Loi sur l'ONÉ, l'Office autorise la construction et l'exploitation des oléoducs, gazoducs et productoducs internationaux; des lignes internationales de transport d'électricité ainsi que de certaines lignes interprovinciales qui sont désignées de ressort fédéral; l'établissement des droits et des tarifs des compagnies pipelinières qui relèvent de sa compétence; l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité et l'importation de gaz naturel. En vertu de la LOPC et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, l'Office est aussi habilité à réglementer les activités d'exploration et de production du pétrole et du gaz sur les terres domaniales qui ne sont pas régies par des accords conjoints fédéraux-provinciaux.

Le mandat de l'Office consiste aussi à fournir des conseils techniques spécialisés à l'OCTHE, à l'OCNHE, à RNCAN et au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

En vertu de la LCÉE, l'Office est chargé de réaliser des évaluations environnementales de la planification, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et de la cessation d'exploitation des projets énergétiques de son ressort. En vertu de la Loi sur l'ONÉ et de la LOPC, les activités de l'Office en matière d'environnement comprennent trois volets distincts : évaluation des impacts environnementaux éventuels des projets; surveillance et application des

conditions rattachées à l'autorisation des projets; surveillance permanente des activités d'exploitation.

L'Office est responsable du fonctionnement sécuritaire des pipelines relevant de sa compétence et les inspecteurs de l'Office sont aussi nommés à titre d'agents de sécurité aux fins de l'application de la *partie II du Code canadien du travail*.

L'Office conseille le ministre, sur demande, sur les questions touchant son champ de compétences à titre d'organisme de réglementation. La *Loi sur le pipe-line du Nord* et la *Loi sur l'administration de l'énergie* confèrent à l'Office des attributions précises. On trouvera ci-après une liste des lois, règlements, règles et lignes directrices en vertu desquels l'Office exerce ses activités ou assume des responsabilités.

Lois

Loi sur l'Office national de l'énergie

Code canadien du travail, partie II

Loi sur les opérations pétrolières au Canada

Loi fédérale sur les hydrocarbures

Loi canadienne sur l'évaluation environnementale

Loi sur l'administration de l'énergie

Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie, ch. 25

Loi sur le pipe-line du Nord

Règles et règlements pris aux termes de la Loi sur l'ONÉ

Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs

Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le pétrole et le gaz (partie VI de la Loi)

Renseignements sur l'approvisionnement en gaz à déposer aux termes du *Règlement concernant le pétrole et le gaz (partie VI)* (16 mai 1997)

Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie

Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité

Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations

Ordonnance n° M0-62-69 de l'Office national de l'énergie, C.R.C., Vol. XI, ch. 1055

Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines : Partie I et Partie II

Ordonnance générale n° 1 relative aux conditions générales concernant les croisements par des pipelines (14 décembre 1978)

Ordonnance générale n° 2 relative aux conditions générales concernant les croisements de pipelines (14 décembre 1978)

Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, 1995

Règlement de l'Office national de l'énergie sur la signification

Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs, C.R.C., Vol. XI, ch. 1058

Règlement concernant la qualification des produits pétroliers

Règlement sur les pipelines terrestres, juin 1999

Règles de 1986 sur la procédure des comités d'arbitrage sur les pipe-lines

Règlement sur les croisements de lignes de transport d'électricité

Proclamation étendant au pétrole l'application de la Partie VI de la Loi, 7 mai 1970

Règlement sur les renseignements relatifs aux droits

Projet de simplification des demandes présentées en vertu de l'article 58 - Ordonnance XG/XO-100-94 Révision 1 (16 novembre 1995)

Directives, lignes directrices et protocoles aux termes de la Loi sur l'ONÉ

Conformité aux exigences touchant les renseignements sur l'environnement, prescrites par les Directives concernant les exigences de dépôt de l'Office (23 décembre 1997)

Renseignements sur l'approvisionnement en gaz à déposer aux termes du *Règlement concernant le pétrole et le gaz (partie VI)* (16 mai 1997)

Procédures de dépôt des demandes d'ordonnance de droit d'accès présentées aux termes de l'article 104 (27 octobre 1999)

Politique de vérification au titre de la réglementation financière de l'Office national de l'énergie (23 février 1999)

Notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (7 septembre 1999)

Directives concernant les exigences de dépôt (22 février 1995)

Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (23 août 1994)

Lignes directrices relatives aux renseignements environnementaux à produire par les demandeurs pour l'autorisation de construire et d'exploiter des usines de traitement de gaz et de chevauchement, des usines et des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), et des usines et des terminaux de liquides de gaz naturel (LGN), de gaz de propane liquéfié (GPL) et de butanes, aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (26 juin 1986)

Directives - Concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988 (révisées le 26 août 1998)

Directives - Mise en application de la méthode de l'accès équitable au marché aux fins de l'octroi de licences d'exportation à long terme de pétrole brut et d'équivalents (17 décembre 1997)

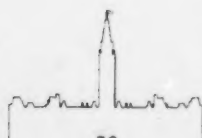
Protocole sur la réglementation des sociétés du groupe 2 (6 décembre 1995)

Protocole sur la conservation des registres comptables des sociétés du groupe 1 selon les Règlements de normalisation de la comptabilité des gazoducs et des oléoducs (30 novembre 1994)

Mesures de rendement déposées dans le cas des rapports de surveillance trimestriels à la fin de l'année (26 janvier 1996)

Dispositions aux termes de la LOPC

Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada



Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada

Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada

Guidance Notes for the Canada Oil and Gas Drilling Regulations (February 1991) [Notes d'orientation sur le Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada (février 1991)]

Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz au Canada

Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada

Règlement sur les opérations sur le pétrole et le gaz du Canada

Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada

Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz

Dispositions aux termes de la Loi fédérale sur hydrocarbures

Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales

Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales

Notes à l'intention du demandeur - Demandes de déclaration de découverte importante et de déclaration de découverte exploitable (janvier 1997)

Dispositions aux termes de la LCÉE

Règlement sur la liste d'étude approfondie

Règlement sur la liste d'exclusion

Règlement déterminant des autorités fédérales

Règlement sur la liste d'inclusion

Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées

Règlement sur le processus d'évaluation environnementale des projets à réaliser à l'extérieur du Canada

Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale

Guide de préparation d'une étude approfondie à l'intention des promoteurs et des autorités responsables (juin 1997)

Dispositions aux termes du Code canadien du travail

Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)

Oil and Gas Occupational Safety and Health Guidance Notes (avril 1992) Supplement I [Notes d'orientation sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz), Supplément I (avril 1992)]

Règlement sur les comités de sécurité et de santé et les représentants

Dispositions aux termes de la Loi sur la GVRM

Règlement sur la liste d'exemption

Règlement sur l'utilisation des terres de la vallée du Mackenzie

Règlement sur l'exigence d'un examen préalable

Environmental Impact Assessment in the Mackenzie Valley: Interim Guidelines [Évaluation des répercussions environnementales dans la vallée du Mackenzie : directives provisoires]

Dispositions aux termes de la Loi sur le pipe-line du Nord

Règlement sur l'avis d'opposition du pipe-line du Nord

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le nord de la Colombie-Britannique

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Alberta

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line en Saskatchewan

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le sud de la Colombie-Britannique

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le tronçon du pipe-line du Nord

longeant la rivière Swift en Colombie-Britannique

Décret chargeant le ministre du Commerce extérieur comme ministre responsable de l'application de la Loi

Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de certains ministres en vertu de certaines Lois au membre du Conseil privé pour le Canada désigné comme ministre aux fins de la Loi

Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de l'Office national de l'énergie aux termes des parties I, II, et III du Règlement sur les gazoducs au ministre désigné aux fins de la Loi

Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres mises en réserve pour le parc national de Kluane

Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres territoriales

Loi sur les terres territoriales

Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada

Directives touchant les régions pionnières

Notes à l'intention du demandeur - Demandes de déclaration de découverte importante et de déclaration de découverte exploitable (janvier 1997)

Guidance Notes for the Canada Oil and Gas Drilling Regulations [Notes d'orientation sur le Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada]

Directives concernant les programmes relatifs à l'environnement physique réalisés pendant les activités de forage pétrolier et de production des terres pionnières (avril 1994)

Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (septembre 1996)

Le mandat de l'Office



Supplément II

Le plan stratégique de l'Office



Raison d'être

La raison d'être de l'ONÉ est de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique dans l'intérêt public canadien, tout en respectant les droits individuels et en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, et de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

Vision

Nous voulons être un chef de file respecté dans la réglementation des questions économiques, environnementales et de sécurité.

Valeurs

Pour concrétiser notre Vision à l'ONÉ, nous allons :

- baser nos relations sur la confiance, l'honnêteté et le respect mutuel
- collaborer les uns et les autres dans le meilleur intérêt de l'organisation
- assumer la responsabilité de nos actes
- reconnaître et encourager les efforts, les réalisations et les idées des autres
- favoriser l'apprentissage, l'innovation et la créativité
- être ouvert aux changements qui sont source d'épanouissement personnel et de croissance organisationnelle
- prendre des mesures et des décisions qui sont justes, objectives et respectées

Buts

Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles

Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels

Critères de mesure

- Maintien ou amélioration du rendement sur le plan de la sécurité, d'après les indicateurs clés
- Maintien ou amélioration de la confiance du public, d'après les indicateurs clés
- Maintien ou amélioration du rendement sur le plan environnemental, d'après les indicateurs clés
- Maintien ou amélioration du rendement du processus d'évaluation environnementale et du processus d'établissement des tracés, d'après les indicateurs clés



Buts

Les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficacité économique.

L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public

Critères de mesure

- Satisfaction des représentants des compagnies pipelinières et des expéditeurs à l'égard de l'environnement et des processus créés par l'Office pour le règlement des enjeux liés à la concurrence accrue, ainsi qu'au transport, aux droits et aux tarifs
- Satisfaction des expéditeurs et des compagnies pipelinières à l'égard du niveau des droits pipeliniers ainsi que de la gamme et du choix de services
- Satisfaction des membres de l'Office et des parties externes à l'égard des renseignements produits par l'Office
- Maintien ou amélioration des indicateurs clés concernant l'efficacité de la réglementation
- Maintien ou amélioration du niveau de sensibilisation et de satisfaction du public à l'égard des services d'information de l'Office et de l'aide offerte aux participants dans le cadre des instances de réglementation de l'Office
- Participation efficace et plus intensive de la population, d'après les indicateurs clés

Stratégies

- Interagir et communiquer avec le public pour le sensibiliser et raffermir sa confiance
- Recueillir et gérer les renseignements indispensables
- Perfectionner nos connaissances et nos compétences et appliquer les leçons apprises
- Centrer nos efforts sur l'atteinte des résultats et évaluer explicitement les risques et les lacunes



Supplément III Documents



Bulletins d'information

L'Office publie des publications d'information sur les sujets suivants :

- Procédures d'approbation du tracé d'un pipeline
- Le processus d'audience publique
- Procédure pour les requêtes sans audience
- Comment participer à une audience publique
- Les publications de l'Office
- Transport, droits et tarifs
- La bibliothèque de l'Office national de l'énergie
- Électricité
- Protection de l'environnement
- Droits et tarifs pipeliniers : Compendium de termes
- Le Bureau d'information sur les terres domaniales
- La sécurité pipelinère
- La réglementation des pipelines : Aperçu pour les propriétaires et les locataires

Principaux documents publiés en 1999

Installations pipelinères

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Installations du latéral Point Tupper, GH-4-98
Motifs de décision, janvier 1999

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Tracé détaillé, MH-3-98
Décision datée du 26 janvier concernant les oppositions au tracé soulevées par

- M. Franklin Irving
- M. William MacDonald

Vector Pipeline Limited Partnership
Gazoduc, GH-5-98
Motifs de décision, mars 1999

Alliance Pipeline Ltd.
Tracé détaillé, MH-1-99

Décision datée du 5 mai 1999 concernant les oppositions au tracé soulevées par

- Alex et Mary Banga
- M. Paul Vincent Dyke
- Mme Katherine Murphy O'Flynn

Décision datée du 18 mai 1999 concernant l'opposition au tracé soulevée par

- John et Linda Irving

Décisions datées du 28 mai 1999 concernant les oppositions au tracé soulevées par

- Mme Margaret Cook
- M. Vernon Tymkow

Alliance Pipeline Ltd.
Tracé détaillé, MH-2-99

Décisions datées du 20 juillet 1999 concernant les oppositions au tracé soulevées par

- M. Bryan Ellingson
- Lloyd et Katherine Olley
- Dale et Gwen Smith

Décisions datées du 29 juillet 1999 concernant les oppositions au tracé soulevées par

- Don et Linda Liland,
- Franklin et Joan Moller,
- Brian et Teresa Fast
- Peter et Levke Eggers

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Projet de canalisation latérale de Halifax, GH-2-99
Rapport d'étude approfondie, juillet 1999

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Installations du latéral Halifax, GH-2-99
Motifs de décision, octobre 1999

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Installations du latéral Saint John, GH-4-99
Motifs de décision, novembre 1999

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Satisfaction de la condition 22 du certificat GC-95, GH-6-96
Lettres de décision, 17 et 21 décembre 1999



Droits et tarifs

BC Gas Utility Ltd.

Accès et droits, RH-2-98

Motifs de décision, mars 1999

Exportations de gaz

Enron Capital & Trade Resources Canada Corp.,
GHW-1-99

Lettre de décision, 13 mai 1999

Pétrolière Impériale Ressources Limitée, GH-1-99
Motifs de décision, juin 1999

ProGas Limited, GHW-2-99
Lettre de décision, 20 août 1999

Installations électriques

Canadian Niagara Power Company Limited
Remise en état d'une ligne internationale de transport d'électricité

Lettre de décision, 14 mai 1999

Ontario Hydro

Modification à la ligne internationale de transport d'électricité L51D

Lettre de décision, 21 mai 1999

Exportations d'électricité

British Columbia Hydro and Power Authority
Lettre de décision, 6 janvier 1999

Cominco Ltd.

Lettre de décision, 25 janvier 1999

Duke Energy Marketing Canada Ltd.

Lettre de décision, 26 janvier 1999

Marketing d'Énergie HQ Inc.

Lettre de décision, 23 juin 1998

Constellation Power Source, Inc.

Lettre de décision, 10 septembre 1999

Bonneville Power Administration

Lettre de décision, 27 septembre 1999

Canadian Niagara Power Company Limited

Lettre de décision, 30 septembre 1999

Fraser Paper Inc. (Canada)

Lettre de décision, 30 septembre 1999

Southern Company Energy Marketing L.P.

Lettre de décision, 7 octobre 1999

Hydro-Manitoba

Lettre de décision, 16 décembre 1999

PG&E Energy Trading - Power L.P.

Lettre de décision, 16 décembre 1999

Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick

Lettre de décision, 22 décembre 1999

Régions pionnières

Inuvialuit Petroleum Corporation

Déclaration de découverte exploitable touchant le champ de gaz Ikhlil

Lettre de décision, 23 juin 1999

Shiha Energy Transmission Ltd., MH-4-99

Demande présentée aux termes de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ à l'égard du projet de gazoduc Liard
Question préliminaire de compétence

Décision rendue de vive voix, 13 octobre 1999

Chevron Canada Resources

Plan de mise en valeur du puits de gaz Liard K-29, présenté aux termes de paragraphe 5.2(2) de la LOPC

Lettre de décision, 24 décembre 1999

Réglementation

Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres
23 juin 1999

Notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*
7 Septembre 1999

Autres documents

Bulletins Activités de réglementation - janvier, avril, juillet et octobre

Office national de l'énergie, Rapport annuel de 1998

Avril 1999

Office national de l'énergie - Rapport annuel déposé aux termes de la Loi sur l'accès à l'information et de la *Loi sur la protection des renseignements personnels*, 1^{er} avril 1998 - 31 mars 1999

L'énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025
Juin 1999

Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 1998-2001
Septembre 1999

Évaluation des ressources en gaz naturel du nord-est de la Colombie-Britannique - Document de travail - Janvier 1994 (révisé en novembre 1999)



Supplément IV

Instances



Demandeurs

Rocky Mountain Ecosystem Coalition (RMEC) (Demande datée du 17 septembre 1998)

(Demandes signifiées le 11 janvier 1999)

Union Gas Limited c. Office national de l'énergie (Demande datée du 5 mai 1998)

Ministère de l'Énergie de l'Alberta c. Northstar Energy Corporation Ltd. (Demande datée du 25 mai 1998)

Demandes

Office national de l'énergie

La RMRC a déposé une requête en révision auprès de l'Office pour lui demander de réexaminer toutes les décisions qu'il avait rendues en sa qualité d'autorité responsable aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* relativement à l'établissement de la portée de l'évaluation environnementale visant le projet de pipeline d'Alliance.

Section de première instance de la Cour fédérale

Deux demandes de révision judiciaire ont été déposées : l'une visait à obtenir une ordonnance de mandamus concernant l'évaluation environnementale exigée aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et l'autre visait à faire annuler la décision de l'Office pour des motifs de justice naturelle. Une motion en rejet a été entendue dans le cas des deux demandes le 5 juillet 1999.

Cour d'appel fédérale

Une demande de révision judiciaire a été déposée auprès de la Cour d'appel fédérale pour qu'elle rende une ordonnance de mandamus visant à obliger l'Office à fournir des motifs additionnels à l'appui de sa décision GH-1-97 concernant la méthode de conception des droits adoptée par Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) à l'égard du prolongement vers PNGTS.

Cour d'appel fédérale

Le MEA a déposé en 1998 une demande visant à obtenir l'autorisation d'interjeter appel d'un jugement de l'Office sur une question de compétence et d'une décision finale subséquente dans laquelle l'Office a autorisé Northstar Energy Corporation à construire et à exploiter un pipeline extraprovincial. La demande invoquait comme motif que l'Office n'était pas compétent pour autoriser un pipeline qui s'étend très légèrement au delà des limites de la province de l'Alberta.

Décisions

Le 1^{er} octobre 1998, l'Office a rejeté la requête en révision.

Une des demandes a été rejetée suite à la motion du 5 juillet 1999. La Cour a ordonné le transfert de l'autre demande à la Cour d'appel fédérale. Le demandeur s'est désisté en novembre 1999.

Le 25 janvier 1999, Union Gas Limited a abandonné complètement la demande, sans dépens.

La Cour fédérale a accordé au demandeur l'autorisation d'interjeter appel et a ordonné un sursis à l'exécution de la décision GH-1-98 de l'Office. La province de l'Alberta a par la suite déposé un appel, lequel n'avait pas encore été entendu à la fin de 1999.

Canadian Hunter Exploration Ltd. c. Office national de l'énergie et autres (Demande datée du 22 août 1996)

Cour d'appel fédérale

Le 22 août 1996, Canadian Hunter Exploration Ltd. a soumis une demande d'autorisation d'interjeter appel en vue de contester une décision de l'Office qui avait accordé une exemption en vertu de l'article 58 relativement à la construction et à l'exploitation d'un pipeline extraprovincial et statué que les installations en amont, qui relevaient antérieurement de la province, étaient désormais du ressort de l'Office. La Cour a autorisé l'appel le 6 novembre 1996, et un appel a été déposé par la suite. La requête a été inscrite pour audition à Vancouver le 15 mars 1999.

L'appel a été accueilli et l'ordonnance de l'Office a été annulée.

Projet de pipeline Alliance - Audiences sur le tracé détaillé - MH-1-99 et MH-2-98 - M. Vernon Smith

Office nationale de l'énergie

Le 12 mars 1999, l'Office a décidé, de sa propre initiative, de réviser sa décision concernant l'ordonnance GPL-A-159-2-99, datée du 11 février 1999, par laquelle il a approuvé certains plans, profils et livres de renvoi du projet de pipeline Alliance. L'Office a décidé de revoir sa décision parce qu'il a omis, par inadvertance, d'examiner le tracé de rechange que M. Vernon Smith avait présenté dans sa déclaration d'opposition reçue par l'Office le 9 janvier 1999. De l'avis de l'Office, cette omission laissait planer un doute sur l'à-propos de sa décision d'approuver certains plans, profils et livres de renvoi.

Le 31 mars 1999, l'Office a confirmé sa décision d'approuver les plans, profils et livres de renvoi en question.

L'Office a fourni à Alliance Pipeline Ltd., à M. Vernon Smith et aux intervenants dans l'audience à venir concernant le tracé détaillé la possibilité de déposer des observations au sujet de l'à-propos de réviser sa décision.

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) - Audience sur le tracé détaillé MH-3-98 - Mme Shelagh Lynch

Office nationale de l'énergie

Le 4 février 1999, Mme Shelagh Lynch a demandé que l'Office réviser une décision qu'il a rendue dans le cadre de l'audience sur le tracé détaillé tenue relativement au pipeline de M&NP dans les Maritimes et qu'il sursoie à l'exécution de cette dernière. Durant l'audience MH-3-98 sur le tracé détaillé, Mme Lynch a exprimé des inquiétudes au sujet de la proximité du tracé proposé par M&NP d'une terre humide associée à un étang de castors se trouvant sur sa propriété. Mme Lynch a proposé un tracé de rechange qui faisait passer le tracé à l'extérieur du couloir d'un kilomètre de largeur approuvé aux termes de l'audience portant sur la demande de certificat.

Le 31 mars 1999, l'Office a décidé, après examen de tous les mémoires, qu'on n'avait pas établi une présomption *prima facie* de nature à mettre en doute le bien-fondé de ses conclusions dans la décision MH-3-98. Par conséquent, l'Office a rejeté la demande voulant qu'il revoie sa décision MH-3-98 et sursoie à l'exécution de celle-ci.



Pendant l'audience sur le tracé détaillé, l'Office a entendu les motifs d'opposition de Mme Lynch et la preuve qu'elle a soumise à l'appui d'un tracé de rechange, mais il a approuvé le tracé détaillé proposé par M&NP comme étant le meilleur tracé possible. Toutefois, l'Office, dans sa décision, a exigé de M&NP qu'elle prépare et dépose un rapport sur l'étang de castors et les terrains avoisinants sur les propriétés Lynch et Hughes/Morrigan pour établir s'il existe une terre humide, tel que décrit dans l'évaluation des incidences environnementales. Si elle constatait la présence d'une terre humide, M&NP devait également fournir un plan de surveillance et d'atténuation propre à ce site. La compagnie a déposé les deux rapports.

British Columbia Wildlife Federation et The Steelhead Society of British Columbia c. British Columbia Hydro and Power Authority (Demande datée du 4 février 1999)

Les demandeurs ont sollicité l'autorisation d'interjeter appel de la décision de l'Office datée du 6 janvier 1999. La Cour a autorisé l'appel et un avis d'appel a été signifié à l'Office le 1^{er} juin 1999.

La Cour n'avait pas encore entendu la cause à la fin de 1999.

Première nation des Chipewyan d'Athabasca c. British Columbia Hydro and Power Authority (Demande datée du 5 février 1999)

Le demandeur a sollicité l'autorisation d'interjeter appel de la décision de l'Office datée du 6 janvier 1999. La Cour a autorisé l'appel et un avis d'appel a été signifié à l'Office le 1^{er} juin 1999.

La Cour n'avait pas encore entendu la cause à la fin de 1999.

Vernon Smith c. Alliance Pipeline Limited et l'Office national de l'énergie (Demande signifiée le 4 mai 1999)

Le demandeur a sollicité l'autorisation d'interjeter appel d'une décision que l'Office a rendue par lettre le 13 mars 1999. Il a également demandé la suspension de l'audience sur le tracé détaillé en attendant le règlement de l'appel.

Le demandeur s'est désisté de la demande en juin 1999.

Union of Nova Scotia Indians et autres c. Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd. et autre (Demande datée du 16 novembre 1998)

Cour d'appel fédérale

Les demandeurs ont déposé une demande de révision judiciaire à l'égard d'une décision de l'Office selon laquelle Maritimes & Northeast Pipeline avait satisfait à une condition de son certificat d'utilité publique en ce qui concerne les rôles et responsabilités en matière de collaboration avec les Autochtones.

La Cour a annulé le jugement rendu par l'Office le 20 octobre 1999.

Le 19 novembre 1998, les demandeurs ont déposé une motion pour la prise d'une ordonnance visant à assimiler la demande de révision judiciaire à une demande d'autorisation d'interjeter appel. Le 22 février 1999, la Cour a statué que la demande de révision judiciaire avait été déposée correctement, car l'Union of Nova Scotia Indians n'était pas une partie à l'instance dont découlait la décision de l'Office con-

cernant la satisfaction de la condition 22 du certificat GC-95 et n'avait donc pas le statut voulu pour interjeter appel de cette décision. La cause a été entendue à Ottawa les 19 et 20 octobre 1999.

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. et autres c. Union of Nova Scotia Indians et autre (Demande datée du 21 avril 1999)

Cour suprême du Canada

Maritimes & Northeast Pipeline a déposé une demande d'autorisation d'interjeter appel de la décision du 22 février 1999 de la Cour d'appel fédérale, qui confirmait la validité de la demande de révision judiciaire présentée par l'Union of Nova Scotia Indians.

La Cour n'avait pas encore entendu la demande à la fin de 1999.

Assembly of Nova Scotia Mi'kmaq Chiefs, Union of Nova Scotia Indians et Confederacy of Mainline Mi'kmaq (NSMC et al) - Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. - Latéral Halifax (Dossier 3200-M124-3)

Office nationale de l'énergie

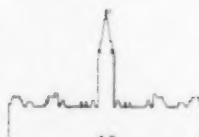
Le 17 septembre 1999, l'Office a rejeté les demandes de révision déposées par l'avocat de Joe et Lil Bokenfohr à l'égard de la décision du 16 juillet 1999 de l'Office visant à rendre certaines ordonnances de droit d'entrée (DDE) relativement au projet de pipeline d'Alliance.

Le 30 juin 1999, l'Office a rendu des ordonnances DDE à l'égard des propriétés de Joe Bokenfohr et de Joe et Lil Bokenfohr, deux lopins de terre différents, mais voisins. Au moment de prendre la décision de rendre ces ordonnances, l'Office a omis par inadvertance de tenir compte d'une lettre de M. Bokenfohr. Il s'ensuit que, le 6 juillet 1999, l'Office a décidé de revoir sa décision initiale et il a demandé par lettre à Alliance de lui faire connaître ses observations au sujet de la lettre de M. Bokenfohr et de lui communiquer ses affidavits attestant de la signification, à l'égard des terrains en question, des avis visés aux articles 87 et 34. M. Bokenfohr avait jusqu'au 8 juillet 1999 pour déposer une réponse.

Le 26 août 1999, l'Office a décidé de solliciter les commentaires des parties sur la question de savoir si la demande de révision des Bokenfohr en date du 3 août et la suggestion de modifier les ordonnances, suivant la lettre du 23 août, suscitaient un doute au sujet du bien-fondé de la décision qu'il avait rendue le 16 juillet 1999. En septembre, l'Office a rejeté la demande de révision, mais demandé qu'un erratum soit émis relativement à l'ordonnance initiale.

L'Office a examiné les demandes d'ordonnances DDE d'Alliance et les observations de M. Bokenfohr. Le 16 juillet 1999, il a conclu qu'il convenait d'accorder les ordonnances DDE pour les propriétés en question, et que cette mesure était conforme à l'intérêt public. L'Office a donc confirmé ses ordonnances initiales et a levé la suspension de l'exécution de ces ordonnances, imposée le 6 juillet 1999.

Dans une lettre en date du 3 août 1999, l'avocat des Bokenfohr a demandé que l'Office revoie et modifie les ordonnances de droit d'entrée sur les propriétés des Bokenfohr afin d'y refléter un calendrier semblable à celui auquel Alliance a consenti



dans le cas d'autres demandes où il a déposé des oppositions. Dans une lettre à l'Office datée du 23 août 1999, l'avocat des Bokenfohr a fait état des problèmes que la construction de l'emprise avait suscités sur le terrain de M. Bokenfohr et a souligné que, dans le cas de la propriété de M. Bokenfohr, l'Office devrait modifier immédiatement l'ordonnance de droit d'entrée pour éliminer la désignation «temporaire pour deux ans» de l'aire de travail sur laquelle le gros des dégâts étaient survenus, et qui, selon lui, devait être la responsabilité permanente d'Alliance.

*Assembly of Nova Scotia
Mi'kmaq Chiefs, Union of
Nova Scotia Indians et
Confederacy of Mainline
Mi'kmaq (NSMC et al) -
Maritimes & Northeast
Pipeline Management Ltd. -
Latéral Halifax (Dossier 3200-
M124-3*

Office nationale de l'énergie

Le 12 novembre 1999, NSMC et al. ont demandé que l'Office révise sa décision concernant les conditions 20 et 21 du projet de certificat visant à autoriser la construction du latéral Halifax.

La condition 20 du certificat relatif au latéral Halifax porte sur les négociations entre M&NP et l'Assembly of Nova Scotia Mi'kmaq Chiefs concernant le processus de consultation et les commentaires de l'Assemblée en ce qui a trait à la construction du latéral. Le conseiller juridique de NSMC et al. s'inquiétait de l'utilisation de l'expression «construction du latéral» dans la condition 20 et se demandait si l'omission des termes «construction et exploitation du pipeline» dans le certificat était involontaire. Il s'inquiétait aussi du fait que le temps alloué pour que des négociations de bonne foi se déroulent était trop court.

Le 23 novembre 1999, l'Office a avisé NSMC et al. qu'il avait reconstitué le comité d'audience original et l'avait chargé d'examiner la suggestion de NSMC et al. portant que l'Office aurait limité involontairement le libellé de la condition 20. Le comité a avisé l'Office que l'omission des termes «exploitation et cessation d'exploitation» dans le libellé de la condition 20 n'était pas involontaire.

Le même jour, l'Office a avisé NSMC et al. que, d'après leur mémoire, il semblerait que les parties aient d'autres observations concernant la condition 20 et qu'elles n'avaient fait aucune observation dans leur lettre relativement à la condition 21. L'Office a souligné qu'il n'était pas clair si NSMC et al. demandaient une révision de la condition 21. L'Office a également noté que la demande de révi-

En raison des circonstances exposées ci-dessus, l'Office a décidé qu'il n'était pas disposé à faire droit à la demande de révision. Toutefois, comme l'Office n'a pas pris de décision sur le fond de la demande, il serait prêt à examiner une nouvelle demande si NSMC et al. décidaient de déposer à nouveau une demande de révision conforme aux exigences énoncées à l'article 44 des Règles.

sion présentée n'était pas conforme à l'article 44 des Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995) (Règles), qui prescrit les exigences auxquelles doit satisfaire une demande de révision présentée aux termes du paragraphe 21(1) de la Loi sur l'ONÉ.

*Heartland Resources Inc.
(Heartland) - Mobil Oil
Canada Ltd. (Mobil) - Usine à
gaz Goldboro (Dossier 3200-
M122-1-1)*

Office nationale de l'énergie

Le 30 novembre 1999, l'Office a rejeté une demande de la part de Heartland qui sollicitait une révision de la demande de Mobil en date du 15 janvier 1998 et de la décision de l'Office visant à exempter cette dernière de l'exigence de déposer les plan, profil et livre de renvoi concernant la construction du récupérateur de bouchons et de l'usine à gaz proposés à Goldboro, en Nouvelle-Écosse. Cette exemption avait pour effet d'autoriser la construction des installations sans qu'il soit nécessaire de tenir une audience portant sur le tracé détaillé.

Dans sa demande, Heartland a déclaré qu'en vertu de son permis d'exploration minière, elle possédait un intérêt dans les terrains en question, mais n'avait reçu aucun avis de la demande d'exemption. Selon Heartland, en omettant de lui donner un avis, Mobil l'avait privée des droits que lui confère la Loi sur l'Office national de l'énergie.

L'Office constate que Heartland ne lui a pas fait de demande antérieure pour obtenir une révision ou une autre mesure de redressement, ni avant ni pendant la construction, bien qu'elle était au courant de l'emplacement projeté de l'usine depuis le 17 mars 1998. Le promoteur en l'espèce a donné suite à l'ordonnance et a terminé son projet. Par conséquent, l'Office juge que les questions soulevées dans la demande de Heartland ont perdu leur raison d'être avec l'évolution du temps et la construction de l'usine à gaz. Par conséquent, l'Office a décidé de rejeter la demande de révision de Heartland.



Supplément V

Compagnies relevant de la compétence de l'Office



Ci-dessous se trouve la liste des compagnies pipelinières et des services d'électricité, relevant de la compétence de l'Office, qui possèdent et (ou) exploitent des pipelines interprovinciaux ou internationaux ou des lignes de transport d'électricité interprovinciales ou internationales. Les compagnies pipelinières sont réparties en deux groupes. Le groupe 1 comprend les grandes compagnies de gazoduc et d'oléoduc qui font l'objet d'une vérification régulière de la part de l'Office. Le groupe 2 englobe toutes les autres compagnies pipelinières relevant de la compétence de l'Office.

On distingue trois catégories de compagnies au fins du recouvrement des frais : les compagnies de grande importance, les compagnies de moyenne importance et les compagnies de faible importance. Le classement des compagnies est basé sur la taille, le débit et le coût du service.

Groupe 1 Gazoducs

TransCanada PipeLines Limited, B.C. System
Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
TransCanada PipeLines Limited
Westcoast Energy Inc.
Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd.

Groupe 1 Oléoducs (pétrole et produits pétroliers)

Cochin Pipe Lines Ltd.
Enbridge Pipelines Ltd. (anciennement Pipeline Interprovincial Ltd.)
Enbridge Pipelines (NW) Inc. (anciennement Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.)
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
Trans-Northern Pipelines Inc.

Groupe 2 Gazoducs

AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
Bellator Exploration Inc.
Burlington Resources Canada Energy Ltd.
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian-Montana Pipe Line Company
Canadian Natural Resources Ltd.
Canor Energy Ltd.
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipe Line Corporation Limited
Chauvco Resources Ltd.
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
Consumers' Gas (Canada) Limited
Cube Energy Corp.
Devon Energy Corp.
ELAN Energy Inc.
Fletcher Challenge Energy Canada Inc.
Forty Mile Gas Co-op Ltd.
Gibson Petroleum Co. Ltd.
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
Interenergy Sheffield Processing Company (Canada) Ltd.
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Ltd.
Mobil Oil Canada Ltd.
Murphy Oil Company Ltd. (gazoducs et oléoducs)
Niagara Gas Transmission Limited
Northstar Energy Corporation
Novagas Canada Pipelines Ltd. (anciennement Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd.)
Olympia Energy Inc.

Peace River Transmission Company Limited
 Penn West Petroleum Ltd.
 Petroprep Resources Ltd.
 Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
 Quest Oil and Gas Ltd.
 Renaissance Energy Ltd. (gazoducs et oléoducs)
 Revenu Canada, Douanes et Accise
 Rigel Oil and Gas Ltd.
 St. Clair Pipelines Ltd.
 Stampeder Exploration Ltd.
 Suprex Energy Corporation
 Talisman Energy Inc
 Tidal Resources Inc.
 Union Gas Limited
 Wascana Energy Inc.
 177293 Canada Ltd.
 661151 Alberta Ltd.

Groupe 2 Oléoducs (pétrole et produits pétroliers)

Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
 Aurora Pipe Line Company
 Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée
 Dome Kerrobert Pipeline Ltd. et Pan Canadian
 Kerrobert Pipeline Ltd.
 Dome NGL Pipeline Ltd.
 Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des
 pétroles Amoco Canada Ltée
 Enbridge Pipelines (Westpur) Inc. (anciennement
 Westspur Pipe Line Company Inc.)
 Ethane Shippers Joint Venture
 Express Pipeline Ltd.
 Federated Pipe Lines (Northern) Ltd.
 Genesis Pipeline Canada Ltd.
 Husky Oil Operations Ltd.
 ISH Energy Ltd.
 Joint Ventures of the Bi-Provincial Upgrader
 Les Pipe-Lines Montréal Limitée
 Manito Pipelines Ltd.
 Montreal Pipe Line Ltd.
 Nevis Ltd.
 Northwest Transmission Company Limited

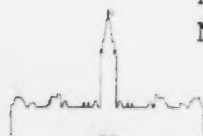
Novacor Chemicals (Canada) Ltd.
 Petroleum Transmission Company
 Pétrolière Impériale Ressources Limitée
 Pioneer Natural Resources Canada Inc.
 Pouce Coupé Pipe Line Ltd.
 PrimeWest Energy Inc.
 Rigel Oil and Gas Ltd.
 SCL Pipeline Inc.
 Sun-Canadian Pipe Line Company Limited
 Wascana Pipe Line Ltd.

Productoducs

E. B. Eddy Forest Products Ltd.
 Fraser Inc.
 Genesis Pipeline Canada Ltd.
 Penn West Petroleum Ltd
 Souris Valley Pipeline Limited
 Stone Consolidated Corporation

Services d'électricité et autres compagnies

British Columbia Hydro and Power Authority
 Canadian Niagara Power Inc.
 The Canadian Transit Company
 Cominco Ltd
 Cornwall Electric
 The Detroit and Windsor Subway Company
 Farms (including cottage and isolated loads)
 Fraser Paper Inc.(Canada)
 Hydro-Québec
 Lac La Croix Power Authority
 Maine and New Brunswick. Electrical Power Co.
 Manitoba Hydro
 New Brunswick Power Corporation
 Ontario Hydro Company Services Inc.
 Ontario Power Generation Inc.
 PDI Canada Inc.
 Roseau Electric Cooperative Inc.
 Saskatchewan Power Corporation
 St. Clair Tunnel Company
 Stone-Consolidated Corporation
 West Kootenay Power Ltd.



Supplément VI

Coopération avec d'autres organismes



L'Office coopère avec d'autres organismes afin de réduire les chevauchements en matière de réglementation et de fournir des services plus efficaces. De plus, l'Office aide d'autres pays qui veulent profiter de sa longue expérience et de ses réussites comme organisme de réglementation de premier plan.

Administration du pipe-line du Nord (APN)

L'Office assure une aide technique et administrative à l'APN, qui assume la responsabilité première, en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, de surveiller la planification et la construction du tronçon canadien du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, projet réalisé par Foothills Pipe Lines Ltd. Le président de l'Office, M. Kenneth W. Vollman, agit en qualité de directeur et de fonctionnaire désigné de cet organisme.

Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE)

Au cours de l'année, l'Office a collaboré avec l'ACÉE à l'élaboration d'une nouvelle démarche qui réduira l'incertitude entourant le processus de réglementation dans le cas des projets qui doivent faire l'objet d'un rapport d'étude approfondie. Deux essais pilotes ont été lancés pour éprouver la nouvelle démarche et d'autres consultations publiques auront lieu durant l'année à venir.

Alberta Energy and Utilities Board (AEUB)

L'Office a signé un protocole d'entente avec l'AEUB sur l'intervention d'urgence en cas d'incident pipelinier. Le protocole décrit l'aide mutuelle qui peut être offerte en cas d'accident pipelinier en Alberta et prévoit l'intervention plus rapide et plus efficace des deux organismes.

En 1999, l'Office a maintenu sa participation dans un groupe de travail sur les pipelines créé avec l'AEUB en vue d'élaborer des exigences uniformes et compatibles en matière de réglementation. Cette

démarche devrait leur permettre de mieux utiliser leurs ressources et de réduire le fardeau de la réglementation pour l'industrie pipelinère et le public.

L'Office et l'AEUB ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Alberta. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT)

En 1999, les membres et le personnel de l'Office ont joué un rôle de premier plan dans le cadre des conférences organisées par CAMPUT, y compris le Forum mondial 2000 sur la réglementation de l'énergie qui se tiendra en mai 2000, tant à titre d'organiseurs que de conférenciers. Ils ont aussi siégé au comité exécutif de l'Association, pour promouvoir la sensibilisation et la formation des membres et du personnel des tribunaux d'utilité publique.

Bureau de la sécurité des transports du Canada (BSTC)

L'Office national de l'énergie assume la responsabilité exclusive de la réglementation de la sécurité des oléoducs et des gazoducs de ressort fédéral, mais pour les enquêtes sur les accidents liés aux pipelines, il oeuvre de concert avec le BSTC. Les rôles et attributions de chaque organisme, en ce qui a trait aux enquêtes sur les incidents pipeliniers, sont décrits dans un protocole d'entente.

Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO)

L'Office poursuit l'élaboration du Système de dépôt électronique des demandes relatives au SDÉ de concert avec la CÉO et des participants importants parmi les entreprises réglementées. Ce projet conjoint garantira que tous les participants aux processus de réglementation des deux organismes suivront



une démarche uniforme pour ce qui concerne le dépôt électronique et la récupération des documents ayant trait à la réglementation.

Développement des ressources humaines Canada (DRHC)

L'Office a signé un protocole d'entente avec DRHC aux fins de l'application du Code canadien du travail dans le cas des activités et des installations qui sont du ressort de l'ONÉ et de la coordination des responsabilités en matière de sécurité aux termes de la LOPC et de la Loi sur l'ONÉ.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MÉM)

L'Office et le MÉM ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Colombie-Britannique. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan (MÉM)

L'Office et le MÉM ont travaillé de concert sur des questions liées aux ressources, mais aucune entente officielle n'a encore été signée.

Ministère de l'Expansion économique du Territoire du Yukon (MEÉ)

L'Office continue de travailler avec les représentants du Yukon afin de faciliter le transfert des responsabilités en matière de réglementation du pétrole et du gaz, conformément à l'Entente de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon. Il fournit des conseils techniques spécialisés au MEÉ.

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

Les membres de l'Office participent régulièrement aux réunions de la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) aux États-Unis, notamment pour examiner les faits nouveaux sur le marché du gaz américain qui pourraient influencer sur le commerce transfrontière du gaz naturel.

Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve

L'Office a signé un protocole d'entente avec RNCAN dans lequel il s'engage à fournir des conseils et de l'aide à RNCAN et aux provinces de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse dans la rédaction des versions fédérale et provinciales de règlements qui portent sur les zones extracôtières assujetties à des accords de gestion des ressources.

Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE) et Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE)

Les présidents respectifs de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE, ainsi que des hauts fonctionnaires des ministères de l'Énergie de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse et de RNCAN forment le Conseil d'harmonisation. Les membres du Conseil débattent et tranchent les questions horizontales qui intéressent leurs organisations respectives afin d'assurer l'adoption à l'échelle du Canada d'une approche concertée et uniforme dans le domaine de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole. Le personnel de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE collabore également à l'examen, la mise à jour et la modification des règlements et lignes directrices régissant les activités gazières et pétrolières menées sur les terres visées par les Accords.

En outre, le personnel de l'ONÉ fournit une expertise technique à RNCAN, à l'OCTHE et à l'OCNHE à l'égard de questions techniques d'intérêt mutuel, comme l'évaluation des réservoirs, la santé et la sécurité professionnelles, les opérations de plongée et les travaux de forage et de production. Deux membres du personnel de l'OCTHE ont agi à titre d'inspecteurs de l'ONÉ durant la construction du gazoduc marin du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, qui relie la plateforme Thebaud à l'usine à gaz de Goldboro.

Ressources naturelles Canada (RNCAN)

En 1996, l'Office a signé un protocole d'entente avec RNCAN afin de réduire les chevauchements et de renforcer la coopération. Ce protocole d'entente porte sur des points comme la collecte des données, l'amélioration des modèles énergétiques et les



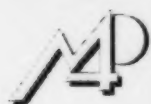
études spéciales. Le protocole a été reconduit en janvier 2000.

Collaboration avec d'autres pays

Au cours de 1999, l'Office a collaboré avec plusieurs pays étrangers en leur fournissant des renseignements sur son rôle d'organisme de réglementation et sur d'autres questions relatives à l'énergie. Des consultations ont eu lieu avec des représentants de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission et de la Comisión Reguladora de Energía du Mexique, ainsi qu'avec des dignitaires en visite des pays suivants : Australie, Chine, Colombie, Angleterre, Japon, Pérou et Russie.

L'Office a également participé à un séminaire de la Banque mondiale portant sur la réglementation ainsi qu'au Forum des organismes de réglementation en matière d'énergie tenu dans le cadre du Programme de coopération économique Asie-Pacifique, qui regroupe 18 pays de la région du Pacifique désireux de resserrer leurs liens économiques.

L'Office a aussi participé à un projet de l'Institut canadien du droit des ressources qui a oeuvré à la révision des définitions des réserves de pétrole et de gaz naturel dans la Fédération de Russie. La Russie souhaite aligner plus étroitement les définitions et les méthodes russes sur les pratiques courantes de l'Ouest, et notamment celles du Canada et des États-Unis. Ce travail se poursuit.



Supplément VII

Liste des annexes

Les rapports statistiques suivants ont été publiés séparément à titre d'Annexes au rapport annuel. On peut en consulter la version électronique sur le site Web de l'Office ou se procurer un exemplaire de la version imprimée auprès du Bureau des publications ou composer le (403) 299-3562 ou le 1-800-899-1265, nous envoyer un fax au (403) 292-5503 ou visiter notre site Web (www.neb.gc.ca).

Annexe A

- A1 Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents
- A2 Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume - au 31 décembre 1998
- A3 Offre et utilisation de gaz naturel
- A4 Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable - au 31 décembre 1998
- A5 Offre et utilisation de liquides de gaz naturel
- A6 Travaux géophysiques
- A7 Dépenses d'exploration et de mise en valeur
- A8 Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada
- A9 Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières
- A10 Production et utilisation d'électricité

Annexe B

- B1 Ordonnances délivrées en 1999 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
- B2 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1998 et 1999
- B3 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens, 1995 à 1999

- B4 Exportations de produits pétroliers par mois - 1999
- B5 Exportations de produits pétroliers par compagnie - 1998 et 1999

Annexe C

- C1 Certificats délivrés en 1999 pour la construction de nouvelles installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur
- C2 Ordonnances délivrées en 1999 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
- C3 Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1999
- C4 Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 1999
- C5 Exportations de gaz naturel par point d'exportation, 1995 à 1999
- C6 Exportations totales nettes de propane et de butanes, 1998 et 1999

Annexe D

- D1 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs
- D2 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service
- D3 Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du groupe 1



Annexe E

- | | | | |
|----|---|----|---|
| E1 | Certificats et permis délivrés en 1999
relativement à des lignes internationales de
transport d'électricité | E4 | Licences délivrées en 1999 relativement à
l'exportation d'électricité |
| E2 | Ordonnances modificatrices délivrées en
1999 relativement à des lignes
internationales de transport d'électricité | E5 | Permis et ordonnances délivrés en 1999
relativement à l'exportation d'électricité |
| E3 | Ordonnances de révocation rendues en
1999 à l'égard de lignes internationales de
transport d'électricité | E6 | Exportations d'électricité en 1999 |
| | | E7 | Commerce de l'électricité entre le Canada
et les États-Unis en 1999 (par province) |
| | | E8 | Commerce de l'électricité entre les États-
Unis et le Canada en 1999 (par région ou
État américain) |



Supplément VIII

Table de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, le Canada consomme, toutes les cinquante minutes, environ un pétajoule pour tous ses besoins (chauffage, éclairage et transport).

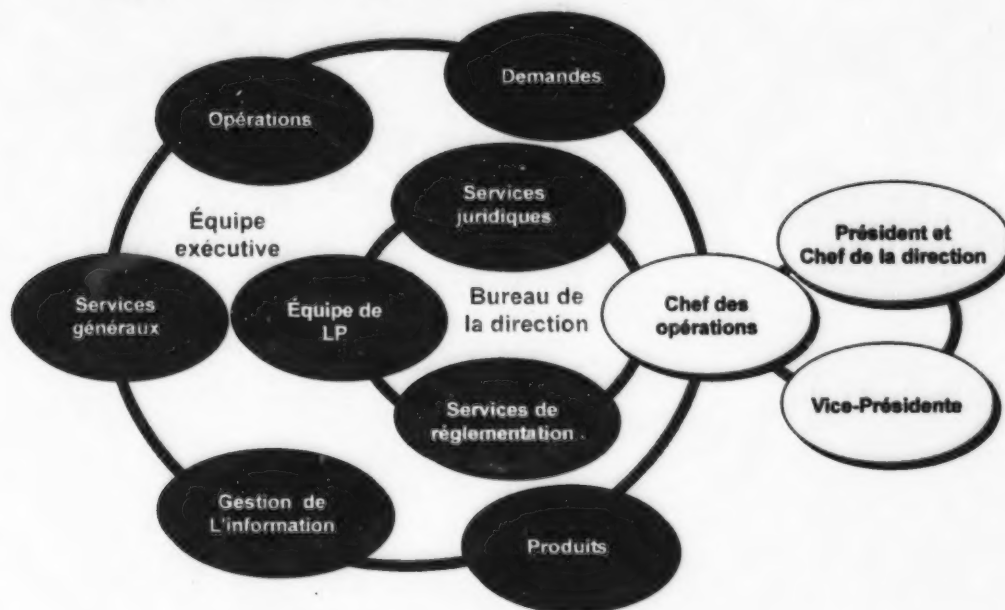
La table de conversion suivante pourra être utile au lecteur qui connaît mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

mètre	=	3,28 pieds
kilomètre	=	0,62 mille
hectare	=	2,47 acres
mètre cube de pétrole	=	6,3 barils
mètre cube de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
gigajoule	=	0,95 pied cube de gaz naturel à 1 000 Btu/pied cube, ou 0,165 baril de pétrole, ou encore 0,28 mégawattheure d'électricité
gigajoule	=	10 ⁹ joules
pétajoule	=	10 ¹⁵ joules
gigawattheure	=	10 ⁶ kilowattheures
térawattheure	=	10 ⁹ kilowattheures



Structure de l'ONÉ



Haute direction de l'Office

Gaétan Caron	chef des opérations
Judith Hanebury	avocate générale
Brenda Kenny	chef de secteur, Demandes
Terrance Rochefort	chef de secteur, Produits
John McCarthy	chef de secteur, Opérations
Byron Goodall	chef de secteur, Gestion de l'information
Valerie Kataray	chef de secteur, Services généraux
Michel Mantha	secrétaire de l'Office
Glenn Booth	économiste en chef
Bonnie Gray	spécialiste de l'environnement en chef
Frank Gareau	ingénieur en chef

Attributions des secteurs

L'Office est structuré en cinq secteurs qui représentent ses principaux domaines d'activité, à savoir : Demandes, Opérations, Produits, Gestion de l'information et Services généraux. Ces secteurs correspondent à la notion de gamme de services dans la

nomenclature du Conseil du Trésor. Trois autres composantes, soit les Services juridiques, l'Équipe de leadership professionnel et les services de réglementation, fournissent des services spécialisés aux cinq secteurs susmentionnés.

Description des secteurs

Demandes

Le Secteur des demandes a pour tâche de traiter et d'évaluer toutes les demandes présentées aux termes de la Loi sur l'ONÉ. La plupart de celles-ci tombent sous le coup des parties III, IV et VI de la Loi, lesquelles visent les installations, les droits et tarifs et les licences d'exportation. Le personnel du Secteur des demandes est aussi chargé de la surveillance et de la vérification financières des pipelines réglementés par l'Office. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Produits

Le Secteur des produits est chargé d'appuyer l'Office dans l'accomplissement de son mandat en assurant la surveillance de l'industrie et des marchés de l'énergie. À ce titre, il lui incombe de produire des prévisions de l'offre et de la demande de produits énergétiques au Canada et de mettre à jour les

lignes directrices et les règlements régissant les exportations d'énergie, comme l'exige la partie VI de la Loi sur l'ONÉ. Le Secteur se charge également de traiter les demandes relatives aux exportations à court terme de gaz, de pétrole et de liquides de gaz naturel et les demandes d'importation de gaz naturel, de même que les demandes concernant les exportations d'électricité et les lignes internationales de transport d'électricité. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Opérations

Le Secteur des opérations s'occupe de toutes les questions relatives à la sécurité et à l'environnement pour ce qui est des installations visées par la Loi sur l'ONÉ, la LOPC et la LFH. À ce titre, il est chargé de mener des inspections et des vérifications en matière de sécurité et de protection de l'environnement, de faire enquête sur les accidents et de surveiller les méthodes d'intervention en cas d'urgence. Le Secteur est aussi chargé de réglementer la mise en valeur des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par des accords. Il lui incombe, enfin, d'élaborer des règlements et des lignes directrices dans tous les domaines susmentionnés. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Services généraux

Le Secteur des services généraux est chargé de fournir les services nécessaires pour appuyer l'Office dans la gestion de ses ressources humaines, matérielles et financières. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Gestion de l'information

Le Secteur de la gestion de l'information est chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre une stratégie de gestion de l'information pour l'Office et de diffuser l'information dont ont besoin les intervenants. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Services juridiques

L'Équipe des services juridiques fournit des avis juridiques en matière de gestion et de réglementation. L'avocate générale est responsable de cette équipe.

Équipe de leadership professionnel

L'Équipe de leadership professionnel a pour rôle de maintenir et d'accroître le savoir-faire technique de l'ONÉ dans les domaines de l'économie, de l'environnement et du génie. Chaque spécialiste en chef est responsable de son champ d'activité particulier.

Activités de réglementation

L'Équipe des services de réglementation fournit un soutien de haut niveau en matière d'administration et de réglementation. Le secrétaire de l'Office est responsable de cette équipe.





Kenneth W. Vollman, Chairman

M. Vollman a consacré toute sa carrière au domaine de l'énergie. Il est passé du secteur privé à l'ONÉ en 1973 et a occupé une variété de postes comportant de plus en plus de responsabilités. Il a été nommé président en 1998 après avoir occupé les charges de membre et de vice-président.

M. Vollman détient une maîtrise en génie mécanique de l'université de la Saskatchewan.



Judith A. Snider, Vice-Chairman

M^{me} Snider a occupé des postes dans les cabinets d'avocats Macleod Dixon et Code Hunter; elle s'est jointe au second en 1987. En 1992, elle est devenue l'avocate générale de l'Office national de l'énergie.

M^{me} Snider détient un baccalauréat en mathématiques de l'université Carleton et un baccalauréat en droit de l'université de Calgary. Elle est membre du barreau de l'Alberta.

- Le 3 décembre 1999, le mandat de Kenneth W. Vollman à titre de président de l'Office a été renouvelé pour une période de sept ans.
- Le 29 juillet 1999, Judith A. Snider a été nommée vice-présidente de l'Office.
- Le 26 janvier 1999, Jean-Paul Théorêt a été nommé membre de l'Office pour une période de sept ans.
- Le 29 juillet 1999, Elizabeth Quarshie, Deborah W. Emes et Carmen L. Dybwab ont été nommées membres de l'Office pour une période de sept ans.
- Le 31 mars 1999, Anita Côté-Verhaff a pris sa retraite.
- Le 28 mai 1999, Diana Valiela a donné sa démission.
- C. Mervin Ozirny a été renommé membre temporaire de l'Office pour un autre mandat portant jusqu'au 30 novembre 1999. Il est membre temporaire de l'Office depuis le 31 octobre 1997.
- Le 8 décembre 1999, Henry A. Regier a été nommé membre temporaire de l'Office pour siéger à la commission d'examen conjoint du projet de gazoduc Canadian Millennium.
- Le 25 mai 1999, Paul Trudel est nommé membre temporaire de l'Office pour un mandat de soixante jours.
- Le 27 août 1999, Gaétan Caron a achevé son mandat de deux ans à titre de membre temporaire de l'Office.



Rowland J. Harrison

M. Harrison a une vaste expérience comme conseiller en réglementation de l'énergie auprès des gouvernements provinciaux, territoriaux, fédéral et étrangers. Il a été professeur de droit à l'université d'Ottawa, à l'université Dalhousie, à l'université de Calgary et à l'université de l'Alberta. Plus récemment, il a été un associé au bureau de Calgary de Stikeman, Elliot, un cabinet d'avocats canadien qui travaille au Canada et à l'étranger.

M. Harrison détient un baccalauréat en droit de l'université de Tasmanie (Australie) et une maîtrise en droit de l'université de l'Alberta. Il est membre des barreaux de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et de l'Alberta.



John S. Bulger

D^r Bulger a occupé le poste de chargé principal des questions de réglementation chez Maritimes and Northeast Pipeline, à Halifax (Nouvelle-Écosse). De 1995 à 1997, il a travaillé comme consultant privé sur des questions clés en matière d'énergie au Canada et à l'étranger. Avant 1995, il a occupé des postes auprès de Gaz Métropolitain et de DuPont du Canada à Montréal.

D^r Bulger a obtenu son baccalauréat en sciences de l'université McGill et son doctorat en chimie physique de l'université York. Il détient un grade supérieur en administration des affaires de l'université McGill.



Jean-Paul Théorêt

À partir de 1990, M. Théorêt a été commissaire à la Régie de l'énergie, anciennement la Régie du gaz naturel du Québec. De 1985 à 1989, il a aussi été député à l'Assemblée nationale, adjoint parlementaire du ministre de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie, et vice-président de la Commission de l'économie et du travail à l'Assemblée nationale.

M. Théorêt a étudié l'économie à l'université Cornell et le droit à l'université de Montréal.



Elizabeth (Liz) Quarshie

M^{me} Quarshie a occupé divers postes de cadre supérieur chez Cogema Resources, Inc. à Saskatoon (Saskatchewan). Son dernier poste a été celui de directrice de la conformité, de la vérification et de l'évaluation.

M^{me} Quarshie détient un grade supérieur en génie environnemental de l'université de l'État de Washington et est membre de l'Association des ingénieurs professionnels et des géoscientifiques de la Saskatchewan. En outre, elle est vérificatrice environnementale agréée.



Deborah W. Emes

M^{me} Emes a été la gestionnaire des services stratégiques pour la British Columbia Utilities Commission, où elle a travaillé de 1990 à 1999. Avant de se joindre à la BCUC, elle a occupé des postes d'économiste dans les secteurs public et privé.

M^{me} Emes a obtenu son baccalauréat en économie de l'université de la Saskatchewan et sa maîtrise en économie de l'université de Calgary. En outre, elle est analyste financière agréée.



Carmen L. Dybwad

D^r Dybwad a occupé plusieurs postes de cadre supérieur auprès de la Saskatchewan Power Corporation et du gouvernement de la Saskatchewan. Plus récemment, elle était professeure adjointe à l'université de Regina où elle a enseigné les sciences économiques et l'administration publique.

D^r Dybwad détient un doctorat en planification de l'université de Waterloo ainsi qu'une maîtrise et un baccalauréat en économie de l'université de Regina.



Anita Côté-Verhaaf

M^{me} Côté-Verhaaf a occupé divers postes chez Gaz Métropolitain, inc., dont le dernier a été celui de conseillère de la haute direction pour les questions de réglementation. Auparavant, elle avait occupé des postes chez Lavalin-Econosult inc. et au Centre de recherche et développement en économie de l'université de Montréal.

M^{me} Côté-Verhaaf a obtenu une maîtrise en sciences économiques de l'université de Montréal.



Diana Valiela

M^{me} Valiela possède une vaste expérience en écologie et une connaissance experte du droit de l'environnement et des ressources naturelles. Elle a pratiqué le droit dans le cabinet Lawson, Lundel & McIntosh. Antérieurement, elle a été propriétaire et directrice d'une société d'experts-conseils en science environnementale et en gestion, et chef de la Division des objectifs relatifs à la qualité de l'environnement au bureau de la région du Pacifique et du Yukon d'Environnement Canada.

M^{me} Valiela a obtenu un baccalauréat en sciences biologiques de l'université Rutgers, une maîtrise et un doctorat en zoologie de l'université Duke et un baccalauréat en droit de l'université de la Colombie-Britannique.

